

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TIAGO LUKASIEVICZ

**CONTROLE DE UMA MICRORREDE ILHADA BASEADA EM
GERAÇÃO EÓLICA-DIESEL COM ALTO NÍVEL DE INSERÇÃO DE
GERAÇÃO EÓLICA**

DISSERTAÇÃO

PATO BRANCO

2016

TIAGO LUKASIEVICZ

**CONTROLE DE UMA MICRORREDE ILHADA BASEADA EM
GERAÇÃO EÓLICA-DIESEL COM ALTO NÍVEL DE INSERÇÃO DE
GERAÇÃO EÓLICA**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Área de Concentração: Sistemas e Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira.

PATO BRANCO

2016

L968c

Lukasiewicz, Tiago.

Controle de uma microrrede ilhada baseada em geração eólica-diesel com alto nível de inserção de geração eólica / Tiago Lukasiewicz. -- 2016. 164 f. : il. ; 30 cm

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira

Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Pato Branco, PR, 2016.

Bibliografia: f. 153 – 162.

1. Energia eólica. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Sistema de energia elétrica. I. Oliveira, Ricardo Vasques, orient. II. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD 22. ed. 621.3

Ficha Catalográfica elaborada por
Suélem Belmudes Cardoso CRB9/1630
Biblioteca da UTFPR Campus Pato Branco



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Câmpus Pato Branco
Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica



TERMO DE APROVAÇÃO

Título da Dissertação n° 046

Controle de uma Microrrede Ilhada Baseada em Geração Eólica-Diesel com Alto Nível de Inserção de Geração Eólica

por

Tiago Lukasiewicz

Dissertação apresentada às oito horas e trinta minutos do dia vinte e cinco de abril de dois mil e dezesseis, como requisito parcial para obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (Área de Concentração: Sistemas e Processamento de Energia), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Câmpus Pato Branco. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho APROVADO.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira
UTFPR/PB (Orientador)

Prof. Dr. César Rafael Claire Torrico
UTFPR/PB

Prof. Dr. Edwin Choque Pillco
UTFPR/PB

Prof. Dr. Roman Kuiava
UFPR/Curitiba

Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira
Coordenador do PPGEE

A via original, devidamente assinada, encontra-se na Coordenação do PPGEE.

Dedicatória

Dedico este trabalho, a Deus,
à minha noiva Mirieli,
aos meus pais Estevão e Matilde e
ao meu irmão Bruno.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por iluminar a minha mente em todos os momentos, mostrando as possibilidades nas horas incertas e suprimindo as necessidades em todos os momentos.

Aos meus pais Estevão e Matilde e meu irmão Bruno, pelo amor incondicional, confiança e apoio a mim conferidos em todos os momentos da minha vida, alicerce fundamental da minha vida.

À minha noiva Mirieli, pela compreensão e paciência em todos os momentos difíceis, pelo incentivo, pelas palavras de carinho e pelo companheirismo.

Ao Prof. Ricardo Vasques de Oliveira, pela orientação, apoio, disponibilidade e ensinamentos durante o mestrado.

Aos amigos e companheiros do PPGEE da UTFPR de Pato Branco pelo convívio, amizade e incentivo. Dentre eles, Rafael Zamodzki, Fillipe Lucchin Paukner, Andrei Bordignon, Cleidimar Nardi, Diego Dias Pinheiro, Diana Martinello, Flávio Grando, Dionatan Cieslak, Géremi Gilson Dranka, Ithalo Hespanhol, Jean Carlos Silva e Bruno Monte e os demais que por ventura não foram citados.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da UTFPR pela contribuição.

À Universidade Tecnológica Federal do Paraná, pela oportunidade oferecida e pelo ensino de qualidade.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, CAPES e Fundação Araucária pelo suporte financeiro.

Há duas fontes perenes de alegria pura: o bem realizado e o dever cumprido.

Eduardo Girão

RESUMO

LUKASIEWICZ, Tiago. Controle de uma Microrrede Ilhada Baseada em Geração Eólica-Diesel Com Alto Nível de Inserção de Geração Eólica. 2016. 164 f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

A inserção de unidades de geração distribuída no sistema elétrico de potência tem contribuído para a popularização do conceito de microrrede. Vários benefícios potenciais podem ser alcançados no que tange a qualidade de energia e confiabilidade de fornecimento. No entanto, vários desafios técnicos referentes ao controle e operação de microrredes deverão ser superados, considerando a alta inserção de sistemas de geração baseados em conversores estáticos. Dentre as oportunidades no contexto das microrredes, está a operação ilhada da microrrede no caso de microrredes interconectadas ao sistema elétrico de potência, e também a operação autônoma de microrredes isoladas geograficamente do sistema elétrico de potência. A frequência em sistemas de potência de grande porte é tradicionalmente controlada por unidades de geração síncronas. A inserção de unidades de geração distribuída com conversores estáticos de potência pode trazer dificuldades ao controle de frequência da microrrede devido à redução da inércia equivalente dos geradores síncronos convencionais presentes em microrredes ilhadas autônomas ou isoladas geograficamente. Nesse contexto, se torna necessário que novas estratégias operacionais e de controle sejam propostas para o controle de microrredes, levando em consideração a presença de unidades de geração distribuída baseadas em conversores estáticos de potência plenos. Este trabalho propõe uma estratégia operacional e de controle para a operação ilhada autônoma de uma microrrede com geração híbrida eólica-diesel com elevado nível de inserção da geração eólica. A microrrede adotada no estudo é composta por um sistema de conversão de energia eólica com gerador síncrono baseada em conversor pleno e um gerador síncrono movido a diesel (GDI) e um banco de carga (DL, do inglês, *dump load*). Devido ao alto nível de inserção da geração eólica, a unidade eólica de geração opera no modo Vf e o gerador diesel no modo PQ. O gerador a diesel e a *dump load* são empregados para regular a tensão do barramento CC do conversor da unidade eólica. O controle proposto permite a operação ilhada da microrrede somente com a geração eólica, modo somente eólica (SE), e a operação híbrida eólica-diesel, modo eólica-diesel. Para o modo somente-eólica, modo com 100% de inserção da geração eólica, propõe-se uma malha de controle da tensão do barramento CC baseada na utilização de uma *dump load* CC. Para o modo de operação eólica-diesel propõe-se uma malha de controle de tensão do barramento CC adicionada ao gerador diesel conectado à microrrede CA com atuação coordenada com a *dump load*. A estratégia operacional e de controle proposta não requer o uso de baterias e visa maximizar a produção de energia a partir da geração eólica, garantindo a operação ininterrupta da microrrede. Os resultados obtidos demonstraram que a estratégia operacional e de controle permitiu a operação da microrrede ilhada de modo estável e que as malhas de controle da tensão do barramento CC adicionadas ao gerador diesel e à *dump load* se mostraram eficazes durante as variações típicas de velocidade de vento e de carga.

Palavras-chave: Geração eólica, microrredes, ilhamento, controle de sistemas de potência, dinâmica de sistemas de potência.

ABSTRACT

LUKASIEWICZ, Tiago. Control Of An Islanded Wind-Diesel Microgrid With High Penetration Level Of Wind Generation. 2016. 164 f. Dissertation – Electrical Engineering Graduate Program, Federal Technological University of Parana, Pato Branco, Brazil, 2016.

The insertion of distributed generation units in the electric power systems have contributed to the popularization of microgrid concepts. With the microgrids, several potential benefits can be achieved in regard to power quality and supply reliability. However, several technical challenges related to the control and operation of microgrids, which are associated with high insertion of generation systems based on static converters, must be overcome. Among the opportunities in the context of microgrids, there is the islanded operation of microgrids temporarily disconnected from the electric power systems and also the autonomous operation of geographically isolated microgrids. The frequency in large power systems is traditionally controlled by the generation units based on traditional synchronous generator. The insertion of distributed generation units based on static power converters may bring difficulties to the frequency control in microgrids, due to the reduction of the equivalent inertia of conventional synchronous generators present in islanded and isolated microgrids. In this context, it becomes necessary the proposition of new operational and control strategies for microgrids control, taking into account the presence of distributed generation units based on full-rated converter. This paper proposes an operational and control strategy for the islanded operation of a wind-diesel microgrid with high insertion level of wind generation. The microgrid adopted in this study comprises of a wind energy conversion system with synchronous generator based on full rated converter, a diesel generator (DIG) and a dump load. Due to the high insertion level of wind generation, the wind unit operates in V_f mode and the diesel generator operates in PQ mode. The diesel generator and the dump load are used to regulate the DC-link voltage of the wind generation unit. The proposed control allows the islanded operation of the microgrid only with wind generation, wind-only mode (WO), and with wind-diesel generation, wind-diesel mode (WD). For the wind-only mode, with 100% of penetration level of wind generation, it is proposed a DC-link voltage control loop based on the use of a DC dump load. For the wind-diesel mode, it is proposed a DC-link voltage control loop added to the diesel generator, which is connected to the AC side of the microgrid, in coordinated action with the dump load. The proposed operational and control strategy does not require the use of batteries and aims to maximize the energy production from wind generation, ensuring the uninterrupted operation of the microgrid. The results have showed that the operational and control strategy allowed the stable operation of the islanded microgrid and that the DC-link voltage control loop added to the diesel generator and the dump load proved to be effective during the typical variations of wind speed and load.

Keywords: Wind generation, microgrids, islanding, power system control, power system dynamics.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Ilustração de uma estrutura típica de uma unidade eólica baseada em gerador síncrono.	25
Figura 2 – Ilustração das malhas de controle típicas em uma unidade eólica baseada em conversor pleno conectada a um sistema de potência de grande porte.	26
Figura 3 – Ilustração das malhas de controle típicas de uma unidade eólica operando de forma ilhada.	27
Figura 4 – Unidades eólicas de velocidade variável. a) GS. b) GIDA.	36
Figura 5 – Estratégias de operação tipicamente empregadas no controle de unidades eólicas. a) Estratégia do tipo seguidor de máxima potência. b) Estratégia do tipo seguidor de carga.	38
Figura 6 – Potência mecânica extraída por uma turbina eólica em função da velocidade da turbina. Fonte: Adaptado de Dranka (2015).	40
Figura 7 – Variação do coeficiente de potência em função da TSR e do ângulo de passo das pás da turbina eólica. Fonte: Adaptado de Heier (1998).	41
Figura 8 – Estrutura geral de uma microrrede.	44
Figura 9 – Diagramas típicos de controle do CLR de uma unidade eólica. (a) Modo de controle PQ durante a operação da microrrede conectada à rede principal. (b) Modo de controle Vf durante a operação da microrrede ilhada autônoma.	46
Figura 10 – Diagrama simplificado de controle aplicado a conversores: a) Em modo Vf; b) Em modo PQ. Fonte: Adaptado de Rocabert <i>et al.</i> , (2012).	47
Figura 11 – Característica de inclinação. (a) Controle $P-\omega$. (b) Controle $Q-V$	49
Figura 12 – Diagrama circular de potência de um conversor conectado a um barramento infinito com linha elétrica de conexão com impedância indutiva, onde não se tem problemas significativos devido ao acoplamento das potências ativa e reativa. (a) Para valores diferentes tensões V e variação crescente do ângulo de carga do conversor δ . (b) Para uma redução da tensão V e um aumento do ângulo de carga δ	51
Figura 13 – Microrrede baseada na configuração mestre-escravo.	54
Figura 14 – Níveis de hierarquia de controle: Controle primário, controle secundário e controle terciário. Fonte: (OLIVARES <i>et al.</i> , 2014).	56
Figura 15 – Componentes da microrrede adotada no estudo proposto.	59
Figura 16 – Diagrama de blocos do controlador de tensão e do sistema de excitação do gerador síncrono da unidade eólica.	61
Figura 17 – Diagrama de blocos do regulador do tipo ST1 simplificado.	62

Figura 18 – Diagrama em blocos do atuador do gerador a diesel.	64
Figura 19 – diagrama esquemático do controle do conversor do lado do gerador.	66
Figura 20 – diagrama em blocos do controlador de corrente de eixo q do gerador síncrono da unidade eólica.	66
Figura 21 - diagrama em blocos do controlador de corrente de eixo d do gerador síncrono da unidade eólica.	67
Figura 22 – Malhas de controle de corrente do gerador síncrono da unidade eólica.	68
Figura 23 – Diagrama esquemático dos controladores do conversor do lado da rede.	69
Figura 24 – Diagrama em blocos dos controladores de tensão do conversor do lado da rede. (a) Controlador de tensão de eixo direto. (b) Controlador de tensão de eixo em quadratura.	70
Figura 25 – Diagrama em blocos dos controladores de corrente do conversor do lado da rede. (a) Controlador de corrente de eixo direto. (b) Controlador de corrente de eixo em quadratura.	70
Figura 26 – Diagrama em blocos das malhas de controle do conversor do lado da rede da unidade eólica.	71
Figura 27 – representação do barramento CC do conversor da unidade eólica.	72
Figura 28 - Circuito esquemático da <i>dump load</i>	74
Figura 29 - Diagrama unifilar do lado CA da microrrede.	76
Figura 30 – Sistema de coordenadas local e global da microrrede em estudo.	76
Figura 31 – Subsistemas presentes na microrrede com geração híbrida.	83
Figura 32 – Magnitude percentual de variação máxima considerada em cada subsistema.	85
Figura 33 – Regiões de operação de uma unidade eólica de velocidade variável.	88
Figura 34 – Variação de velocidade da turbina devido à demanda da carga.	89
Figura 35 – Efeito da variação da velocidade de vento na potência mecânica da turbina eólica em condição de demanda constante de carga da microrrede.	90
Figura 36 – Velocidade da turbina eólica em condição de carga constante e aumento da velocidade de vento.	90
Figura 37 – Variação de energia cinética da unidade eólica durante a aceleração da turbina.	92
Figura 38 – Malha de regulação de velocidade da turbina eólica inicialmente proposta.	93
Figura 39 – Malha de controle de velocidade da unidade eólica com filtro de primeira ordem passa baixas para limitação da taxa de variação da velocidade da turbina eólica.	95
Figura 40 – Seleção do modo de operação da microrrede.	96
Figura 41 – Fluxograma da estratégia operacional proposta.	98
Figura 42 – Diagrama de controle de V_{cc} com atuação na <i>dump load</i>	100

Figura 43 – Diagrama de controle de V_{cc} com atuação no GDI.	101
Figura 44 – (a) Comportamento de dois sinais hipotéticos. (b) Energia dos sinais $y_1(t)$ e $y_2(t)$	108
Figura 45 – Região para o posicionamento de polos.....	109
Figura 46 – Função de transferência do controlador proporcional-integral.	110
Figura 47 – Fluxograma do algoritmo proposto para resolver as desigualdades matriciais da formulação do problema de controle.	112
Figura 48 – Diagrama geral da microrrede considerando os controles da tensão do barramento CC adicionados à <i>dump load</i> e ao gerador a diesel e o filtro adicionado na malha de controle de velocidade.....	115
Figura 49 – Resposta da velocidade da turbina considerando diferentes ganhos para o controlador de velocidade.....	118
Figura 50 – Resposta da tensão do barramento CC devido a aceleração da turbina considerando diferentes ganhos para o controlador de velocidade.....	119
Figura 51 – Resposta da velocidade da turbina eólica a um aumento de 30 kW na potência gerada da unidade eólica, considerando diferentes constantes de tempo do filtro proposto. .	120
Figura 52 – Resposta da tensão do barramento CC a um aumento de 30 kW na potência gerada da unidade eólica, considerando diferentes constantes de tempo do filtro proposto.....	121
Figura 53 – Resposta da tensão do barramento CC devido ao efeito da potência acelerante da turbina eólica para diferentes valores de momento de inércia.....	122
Figura 54 – Resultado do algoritmo empregado para o projeto dos ganhos do controlador da tensão do barramento CC adicionado à <i>dump load</i> . a) Comportamento dos ganhos do controlador durante o processo iterativo. b) Energia do sinal de saída durante o processo iterativo.....	124
Figura 55 – Resultado do algoritmo empregado para o projeto dos ganhos do controlador da tensão do barramento CC adicionado ao gerador a diesel. a) valor dos ganhos do controlador durante o processo iterativo de cálculo. b) Valor do limite da energia do sinal de saída durante o processo iterativo de cálculo.....	126
Figura 56 – Comportamento das variáveis da formulação de controle durante a aplicação do algoritmo V-K. a) Valor dos ganhos do controlador adicionado ao gerador a diesel. b) Comportamento da variável que define a convergência do algoritmo V-K.	127
Figura 57 – Pontos de operação para a análise do impacto da velocidade da turbina na dinâmica do sistema.	128
Figura 58 – Referências de velocidade da turbina para o cenário de teste.....	131

Figura 59 – Tensão do barramento CC para variações de vento e de carga da microrrede em condições suficientes de vento com o filtro proposto.....	131
Figura 60 – Tensão do barramento CC controlada pela malha de controle adicionada à <i>dump load</i> sem o filtro proposto.....	132
Figura 61 – Potência dissipada pela <i>dump load</i> sem o filtro proposto.....	132
Figura 62 – Velocidade da turbina eólica para a variação positiva de carga, seguida de uma variação positiva de velocidade de vento.	133
Figura 63 – Potência mecânica da turbina e potência ativa extraída do gerador devido a aceleração e desaceleração da turbina eólica no cenário de vento suficiente.....	134
Figura 64 – Potência de operação da <i>dump load</i> devido à atuação da malha de controle da tensão do barramento CC para o modo somente-eólica.	135
Figura 65 – Referência de velocidade da turbina para o cenário de teste.	136
Figura 66 – Tensão do barramento CC para a operação da microrrede no modo eólica-diesel considerando variação de carga e de vento.	136
Figura 67 – Velocidade da turbina eólica considerando uma variação de negativa da velocidade de vento na microrrede operando no modo eólica-diesel.....	137
Figura 68 – Potência mecânica da turbina eólica e potência ativa na saída do gerador da unidade eólica.....	138
Figura 69 – Potência elétrica ativa do gerador a diesel devido à atuação da malha de controle proposta.	138
Figura 70 – Velocidade do gerador a diesel para o modo eólica-diesel devido à atuação do controlador proposto.....	139
Figura 71 – Tensão do barramento CC durante a transição de modo de operação devido ao aumento de carga da microrrede.....	140
Figura 72 – Potência dissipada pela <i>dump load</i> e gerada pelo gerador a diesel.....	141
Figura 73 – Tensão do barramento CC durante a transição de modo de operação devido a redução da velocidade de vento.....	142
Figura 74 – Potência dissipada pela <i>dump load</i> e gerada pelo gerador a diesel durante a transição de modo de operação devido a redução da velocidade de vento.	142
Figura 75 – Redução da velocidade da turbina eólica durante a transição de modo de operação devido a redução da velocidade de vento.	143
Figura 76 – Potência mecânica da turbina eólica e potência ativa na saída do gerador da unidade eólica durante a transição de modo de operação devido a redução da velocidade de vento. .	144

Figura 77 – Tensão do barramento CC considerando a atuação do controle de ângulo de passo da turbina eólica.....	145
Figura 78 – Potência dissipada pela <i>dump load</i> considerando a atuação do controle de ângulo de passo da turbina eólica.....	146
Figura 79 – Potência mecânica da turbina eólica e potência ativa na saída do gerador da unidade eólica considerando a atuação do controle de ângulo de passo da turbina eólica.	146
Figura 80 – ângulo de passo das pás da turbina eólica para o modo de operação somente-eólica.	147
Figura 81 – Tensão do barramento CC, para o modo de operação eólica-diesel, considerando a atuação do controle de ângulo de passo da turbina eólica.	147
Figura 82 – Potência elétrica ativa do gerador diesel, devido a atuação da malha de controle proposta, considerando a atuação do controle de ângulo de passo da turbina eólica.	148
Figura 83 – Potência mecânica da turbina eólica e potência ativa na saída do gerador da unidade eólica, para o modo de operação eólica-diesel, considerando a atuação do controle de ângulo de passo da turbina eólica.....	148
Figura 84 – ângulo de passo das pás da turbina eólica para o modo de operação eólica-diesel.	149

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo entre o ROCOF e o ROCOV para uma variação de carga de 0,05 p.u..	85
Tabela 2 – Parâmetros do controlador associado à malha de controle de velocidade da turbina eólica.....	117
Tabela 3 – Polo associado à velocidade da turbina eólica de acordo com a variação do ganho K_{pv}	118
Tabela 4 – Parâmetros do controlador associado à <i>dump load</i>	124
Tabela 5 – Parâmetros do controlador de V_{cc} adicionada ao gerador a diesel.....	126
Tabela 6 – Autovalor referente ao modo eletromecânico do gerador a diesel para a iteração 1 e iteração 130 do algoritmo V-K.....	127
Tabela 7 – Autovalores do modelo linear da microrrede considerando o modo de operação eólica-diesel em dois pontos de operação distintos.....	128

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de energia em banco de baterias)
C_i	Controlador de Corrente
C_v	Controlador de Tensão
DER	<i>distributed energy resource</i> (Unidades de Geração Distribuída)
ED	Eólica-Diesel
GD	Geração Distribuída
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GS	Gerador Síncrono
GSIP	Gerador Síncrono de Ímã Permanente
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i> (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> (Transistor Bipolar de Porta Isolada)
LMIs	<i>Linear Matrix Inequalities</i> (Inequações Matriciais Lineares)
MGCC	<i>Microgrid Central Control</i> (Controle Central da Microrrede)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Seguidor de Ponto de Máxima Potência)
PCA	Ponto Comum de Acoplamento
PLL	<i>Phase Locked Loop</i> (Malha de Captura de Fase)
PMP	Ponto de Máxima Potência
PRP	Posicionamento Regional de Polos
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso)
RMS	<i>Root Mean Square</i> (Raiz Quadrada Média)
ROCOF	<i>Rate Of Change Of Frequency</i> (Taxa de variação de Frequência)
ROCOV	<i>Rate Of Change Of Voltage</i> (Taxa de variação de Tensão)
SE	Somente-Eólica

SEP	Sistema Elétrico de Potência
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i> (Taxa de Variação de Velocidade)
UGD	Unidades de Geração Distribuída
VSI	<i>Voltage Source Inverters</i> (Inversor tipo Fonte de Tensão)

LISTA DE SÍMBOLOS

P_{CC_out}	Potência de saída do barramento CC, [p.u.]
P_{CC_in}	Potência de entrada do barramento CC, [p.u.]
P_e	Potência ativa extraída do estator do gerador, [p.u.]
P_{tur}	Potência disponível no eixo da turbina, [p.u.]
P_{CC}	Potência injetada ou absorvida pelo barramento CC, [p.u.]
$P_{gerador}$	Potência ativa extraída do estator, [p.u.]
P_{vento}	Potência extraída da massa de ar, [p.u.]
P_{rede}	Potência da carga, [p.u.]
P_{carga}	Potência da carga, [p.u.]
V_{vento}	Velocidade do vento, [m/s]
V_{ABC_ref}	Tensões de referência das fases a, b e c da carga, [p.u.]
V_{ABC}	Tensões das fases a, b e c da carga, [p.u.]
f_{ref}	Frequência de referência da carga, [Hz]
V_{CC}	Tensão do barramento CC, [p.u.]
V_{CC_ref}	Tensão de referência do barramento CC, [p.u.]
Q	Potência reativa, [p.u.]
Q_{ref}	Potência reativa de referência, [p.u.]
P_{MPPT}	Potência máxima disponível, [p.u.]
P_{ar}	Potência Disponível na Massa de Ar, [W]
ρ	Massa específica do ar, [kg/m ³]
A	Área da secção transversal de varredura das pás, [m ²]
v	Velocidade do vento, [m/s]
C_p	Coefficiente de potência
β	Ângulo de passo das pás da turbina eólica, [graus]
λ	Velocidade específica da turbina
R	Raio da turbina, [m]
ω_t	Velocidade angular da turbina, [rad/s]
$C_1...C_6$	Constantes de aproximação

\bar{i}_{fd}	Corrente do enrolamento de campo, [p.u.]
\bar{V}_{fd}	Tensão do enrolamento de campo, [p.u.]
\bar{V}_d, \bar{V}_q	Tensão de estator de eixo direto e eixo em quadratura, [p.u.]
\bar{i}_d, \bar{i}_q	Corrente de estator de eixo direto e eixo em quadratura, [p.u.]
$\bar{\omega}_e$	Velocidade elétrica, [p.u.]
\bar{L}_d, \bar{L}_q	Indutâncias de eixo direto e eixo quadratura, [p.u.]
\bar{L}_{fd}	Indutância própria do circuito de campo, [p.u.]
\bar{L}_{md}	Indutância mútua de eixo direto, [p.u.]
\bar{R}_a	Resistências de armadura, [p.u.]
\bar{R}_{fd}	Resistência de enrolamento de campo, [p.u.]
ω_b	Velocidade angular de base, [rad/s]
\bar{V}_t	Tensão terminal, [p.u.]
\bar{V}_{ref}	Tensão terminal de referência, [p.u.]
J_{ig}	Momento de inércia do conjunto turbina-gerador, [kgm ²]
S_b	Potência de base, [kVA]
ω_{bm}	Velocidade mecânica de base da turbina, [rad/s]
p	Número de polos do gerador
\bar{T}_e	Torque elétrico, [p.u.]
T_{ei}	Constante de tempo do sistema de excitação, [s]
K_{ei}	Ganho proporcional
\bar{Q}_m	Potência reativa medida, [p.u.]
$\bar{\omega}_n$	Velocidade síncrona da referência girante, [p.u.]
H	Constante de inércia do gerador síncrono, [s]

D	Constante de amortecimento, [p.u.]
\bar{P}_m	Potência mecânica, [p.u.]
T_{am}	Constante de tempo do atuador do motor diesel, [s]
\bar{P}_{GDI}	Ação do controlador da tensão do barramento CC adicionado ao gerador diesel, [p.u.]
\bar{C}_{CC}	Capacitância do barramento CC, [p.u.]
D	Razão cíclica
t_{on}	Tempo de condução da chave semicondutora, [s]
\bar{C}_B	Capacitância do circuito <i>buck</i> da <i>dump load</i> , [p.u.]
\bar{L}_B	Indutância do circuito <i>buck</i> da <i>dump load</i> , [p.u.]
\bar{P}_{DL}	Potência da <i>dump load</i> , [p.u.]
\bar{R}_L	Resistência da carga, [p.u.]
\bar{X}_L	Reatância da carga, [p.u.]
$\bar{i}_{od}, \bar{i}_{oq}$	Correntes de eixo direto e eixo em quadratura do filtro LCL, [p.u.]
$\bar{v}_{bd}, \bar{v}_{bq}$	Tensão de eixo direto e eixo em quadratura da carga, [p.u.]
$\bar{v}_{od}, \bar{v}_{oq}$	Tensão de eixo direto e eixo em quadratura do filtro LCL, [p.u.]
$\bar{i}_{bd}, \bar{i}_{bq}$	Correntes de eixo direto e eixo em quadratura da carga, [p.u.]
\bar{L}_c	Indutância do indutor do lado da carga do filtro LCL, [p.u.]
\bar{L}_f	Indutância do indutor do lado do conversor do filtro LCL, [p.u.]
\bar{C}_f	Capacitância do capacitor do lado do conversor do filtro LCL, [p.u.]
δ_t	Ângulo de transformação do sistema de coordenada $dq0$ [rad]
δ	Ângulo de potência do gerador síncrono do gerador diesel, [rad]

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	23
1.1 Considerações sobre Unidades de Geração Distribuída em Microrredes.....	23
1.2 Motivação	24
1.3 Objetivo Geral.....	32
1.4 Objetivos Específicos	32
1.5 Contribuições	33
1.6 Organização do Trabalho.....	33
2 SISTEMAS EÓLICOS DE GERAÇÃO	35
2.1 Introdução	35
2.2 Estratégia de Operação de Turbinas Eólicas de Velocidade Variável.....	37
2.3 Conversão de Energia Eólica.....	39
3 MICRORREDES.....	43
3.1 Conceitos e Componentes Envolvidos em Microrredes.....	43
3.2 Malhas de Controle Tipicamente Empregadas no Conversor do Lado da Rede	45
3.3 Estratégia de Controle da Frequência e da Magnitude da Tensão da Microrrede	47
3.3.1 Operação Multi-Mestre	48
3.3.1.1 Análise da Influência dos Parâmetros de Linha no Compartilhamento de Potência da Microrrede	50
3.3.2 Operação Mestre-Escravo	53
3.3.3 Hierarquia de Controle de Microrredes.....	55
4 MODELAGEM DA MICRORREDE EM ESTUDO	58
4.1 Modelo da Máquina Síncrona Trifásica.....	59
4.2 Modelo do Conversor <i>Back-to-Back</i> da Unidade Eólica	64
4.2.1 Controle do Conversor do Lado do Gerador.....	65
4.2.2 Controle do Conversor do Lado da Rede.....	68
4.3 Modelo do Filtro LCL.....	71
4.4 Modelo do Barramento CC.....	72
4.5 Modelo do Conversor <i>Buck</i> Empregado na <i>Dump Load</i>	73
4.6 Modelagem da Carga.....	75
4.7 Sistema de Coordenadas	75

4.8 Equações de Conexão entre os Modelos Dinâmicos do Conversor Estático da Unidade Eólica e do Gerador a Diesel	77
4.9 Modelo Linear.....	79
5 ESTRATÉGIA OPERACIONAL E DE CONTROLE PROPOSTA.....	82
5.1 Análise do Impacto do Modo de Operação das Unidades de Geração na Frequência da Microrrede e na Tensão do Barramento CC.....	83
5.2 Regiões de Operação da Unidade Eólica.....	87
5.3 Estratégia de Controle de Velocidade da Turbina Eólica	93
5.4 Estratégia Operacional Proposta para a Coordenação das Malhas de Controle Propostas	95
5.5 Malha de Controle da Tensão do Barramento CC Adicionada à <i>Dump Load</i>	99
5.6 Malha de Controle da Tensão do Barramento CC adicionada ao Gerador a Diesel....	100
5.7 Formulação Básica do Problema de Controle Referente ao Projeto dos Controladores Propostos	103
5.7.1 Controlador Baseado na Realimentação Dinâmica de Saída	104
5.7.2 Robustez de Estabilidade do Sistema.....	105
5.7.3 Índices de Desempenho Empregados na Formulação do Problema de Controle.	107
5.7.4 Formulação da Metodologia de Projeto Empregada.....	110
6 RESULTADOS	114
6.1 Projeto dos Ganhos dos Controladores	115
6.1.1 Ajuste do Controlador de Velocidade da Unidade Eólica	116
6.1.1.1 Limitação da Taxa de Variação da Velocidade da Turbina Eólica	120
6.1.2 Projeto dos Ganhos do Controlador de Tensão do Barramento CC Associado à <i>Dump Load</i>	122
6.1.3 Projeto dos Ganhos do Controlador de Tensão do Barramento CC Associado ao Gerador a Diesel.....	125
6.1.4 Análise da Influência do Ponto de Operação da Unidade Eólica nos Autovalores do Sistema	127
6.2 Validação da Estratégia Operacional e de Controle Proposta	130
6.2.1 Validação da Estratégia Operacional e de Controle Proposta para o Modo Somente-Eólica.....	130

6.2.2 Validação da Estratégia Operacional e de Controle Proposta para o Modo Eólica-Diesel.....	135
6.2.3 Transição do Modo Somente-Eólica Para o Modo Eólica-Diesel	140
6.3 Controle de Ângulo de Passo das Pás da Turbina Eólica	144
7 DISCUSSÕES FINAIS E CONCLUSÕES.....	150
7.1 Sugestões para Trabalhos Futuros	152
8 REFERÊNCIAS	153
APÊNDICE A.....	163

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo apresenta-se a motivação para o desenvolvimento deste trabalho incluindo o estado da arte, os objetivos e as contribuições propostas. Busca-se justificar os objetivos através da fundamentação dos problemas abordados, e assim estabelecer as contribuições dessa pesquisa.

1.1 Considerações sobre Unidades de Geração Distribuída em Microrredes

A geração de energia elétrica a partir de fontes energéticas renováveis tem aumentado, tanto no cenário nacional, quanto no cenário internacional. Os avanços tecnológicos nas unidades de conversão de energias renováveis e as reduções de custos das tecnologias de conversão de energia possibilitaram um forte crescimento mundial da potência da geração eólica e solar instalada ao longo das últimas duas décadas. No entanto, é notada uma pequena redução das taxas de crescimento da potência instalada de geração eólica e solar de 2014 em relação a 2013. Essa diminuição se deve em parte ao fato da redução dos custos das tecnologias serem menores do que a redução dos subsídios destinados ao incentivo do aproveitamento das fontes de energias renováveis. Este efeito é consequência, em parte, da crise econômica em alguns países e também da concorrência das energias renováveis com os combustíveis fósseis (REN21, 2014).

As unidades de geração de energia de pequeno porte, instaladas em regiões próximas às cargas, provenientes tanto de fontes renováveis, como de combustíveis fósseis, têm sido denominadas como unidades de geração distribuída (UGD). O aumento da inserção de UGD nos sistemas elétricos de potência tem contribuído para disseminação do conceito de microrredes. De acordo com Olivares *et al.* (2014), o sucesso da integração de fontes de geração distribuída às microrredes demanda que várias questões sejam abordadas e esclarecidas. Dentre elas, o desenvolvimento de novas estratégias de controle de tensão e frequência levando em consideração unidades de geração distribuída conectadas à rede por meio de inversores de frequência. Dentre as unidades de geração baseadas em energias renováveis, as unidades baseadas em geração eólica têm se destacado, dentre outros fatores, pelos avanços na capacidade de captação de energia, tendo perspectivas de atingir capacidades de geração superiores a 15 MW (EWEA, 2014).

1.2 Motivação

Uma microrrede pode ser definida como uma entidade única e controlável que pode operar com múltiplas unidades de geração distribuída e múltiplas cargas conectadas à rede principal através de um ponto comum de acoplamento (PCA) ou isoladas da rede principal (OLIVARES *et al.*, 2014). Quando conectada à rede principal, uma microrrede está sujeita ao ilhamento, que pode ocorrer de modo intencional programado ou não intencional (LASSETER *et al.*, 2003; HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007; BAUDOIN *et al.*, 2012). O ilhamento intencional programado pode ocorrer para a realização de testes operacionais de ilhamento ou para manutenções do sistema principal. O ilhamento não intencional geralmente ocorre devido a falhas na rede elétrica ou desligamentos do sistema de potência principal. Esse tipo de ilhamento pode ocorrer em condições operacionais diversas, podendo comprometer o estabelecimento da operação ilhada da microrrede. Dessa forma, a operação ilhada de uma microrrede depende do sucesso da transição do modo conectado para o modo ilhado (FUH *et al.*, 2014). Na transição, geralmente são empregadas estratégias operacionais e controladores adequados para garantir que os limites de magnitude e frequência da tensão, definidos pelas normas técnicas regulamentadoras, não sejam ultrapassados. Microrredes não conectadas ao sistema elétrico de potência, seja por razões de localização remota e/ou inviabilidade econômica, também requerem estratégias de controle adequadas e voltadas para as características da microrrede, tais como índice de inserção de geração eólica e solar (NIKOLIC *et al.*, 2014).

Na operação de microrredes ilhadas ou isoladas geograficamente com presença de geradores síncronos que ditam a frequência da microrrede, a alta inserção de geração eólica, geralmente possibilita a redução dos custos operacionais devido à redução do consumo de combustíveis fósseis e não fósseis. No entanto, a intermitência da potência ativa gerada pelas unidades eólicas pode gerar problemas de confiabilidade e estabilidade (NIKOLIC *et al.*, 2014). A operação de microrredes ilhadas com alta inserção de geração eólica requer o uso de equipamentos e estratégias de controle adequados para a manutenção da magnitude e frequência da tensão e de outras grandezas elétricas e mecânicas do sistema. (COLSON *et al.*, 2012; HUSSEIN *et al.*, 2012). Em microrredes ilhadas e isoladas geograficamente, o controle de frequência geralmente é realizado por unidades de geração baseadas em geradores síncronos (VIDYANANDAN *et al.*, 2013; ALL-MULA *et al.*, 2010). No entanto, com o aumento dos índices de inserção de geração eólica, conectada à rede por meio de conversores estáticos de

potência, o controle de frequência pode ser significativamente afetado devido à baixa constante de inércia equivalente dos geradores síncronos convencionais presentes na microrrede (WANG *et al.*, 2013; ACKERMANN, 2005). Por outro lado, a operação ilhada da microrrede com dominância de unidades de geração baseadas em conversores estáticos, como unidades eólica e solares, por exemplo, é um desafio operacional e de controle que requer malhas de controle suplementares para auxiliar no controle da frequência do sistema (MARGARIS *et al.*, 2012; MILLER *et al.*, 2012).

O controle de frequência e tensão em microrredes com alto nível de inserção de geração eólica é influenciado de forma relevante pelas características construtivas e operacionais e pelas malhas de controle das unidades eólicas. A diferença principal entre a operação de unidades eólicas conectadas à rede e de unidades eólicas ilhadas que controlam a tensão e frequência do sistema (operação em modo Vf) está relacionada principalmente com as grandezas que cada conversor estático controla (WU, 2011). A Figura 1 ilustra a topologia típica de uma unidade eólica baseada em gerador síncrono com conversor estático pleno.

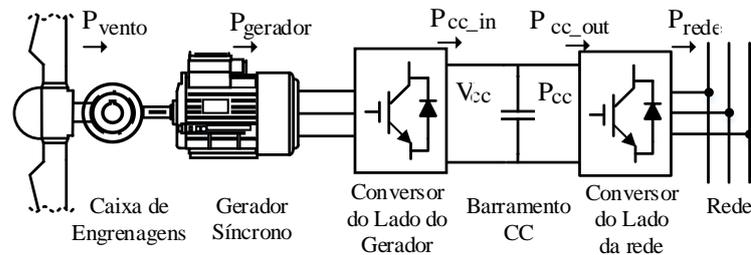


Figura 1 – Ilustração de uma estrutura típica de uma unidade eólica baseada em gerador síncrono.

Na operação de sistemas eólicos conectados ao sistema elétrico de potência, busca-se normalmente, a maior eficiência na conversão da energia eólica. O conversor do lado da rede controla a tensão do barramento CC e a injeção de potência reativa na rede. O controle da tensão do barramento CC reflete na potência ativa injetada na rede pelo conversor. O conversor do lado do gerador controla a potência elétrica ativa extraída do gerador e, conseqüentemente a velocidade do gerador de modo a se obter a máxima potência disponível pelo vento. A operação de unidades eólicas de geração seguindo o ponto de máxima extração de potência do vento é conhecida como estratégia de MPPT (do Inglês, *Maximum Power Point Tracking*) (ZOU *et al.*, 2013). A Figura 2 apresenta a ilustração das malhas de controle típicas de uma unidade eólica no modo conectado à rede.

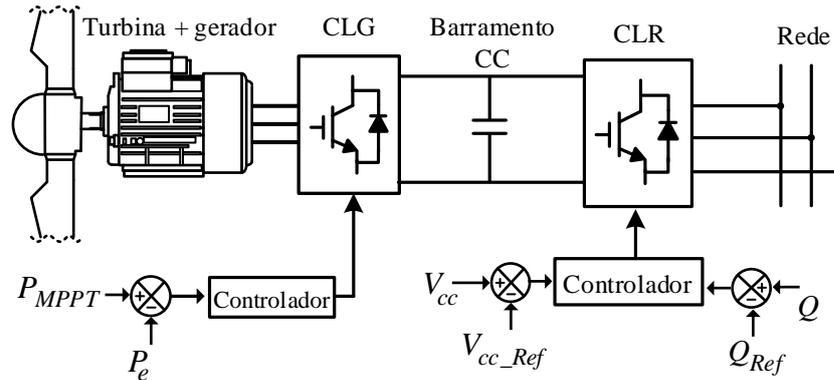


Figura 2 – Ilustração das malhas de controle típicas em uma unidade eólica baseada em conversor pleno conectada a um sistema de potência de grande porte.

Na operação ilhada ou isolada, o sistema eólico, normalmente utiliza a estratégia do tipo seguidora de carga (do Inglês, *Load Following*), de modo que a medida que a carga do sistema se altera, é necessário que a potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica também seja alterada para garantir o equilíbrio entre a potência gerada e a potência consumida (YAO *et al.*, 2011; COLSON *et al.*, 2012).

Em unidades eólicas autônomas ilhadas, a operação baseada na estratégia MPPT normalmente causaria a instabilidade da unidade eólica, pois a potência ativa extraída da turbina eólica geralmente não é igual à demanda da carga do sistema ilhado (DRANKA, 2015). A instabilidade, normalmente se manifesta na tensão do barramento CC, ou na velocidade da turbina eólica (COLSON *et al.*, 2012).

Na operação de uma microrrede ilhada com dominância de geração eólica baseada em conversor estático pleno, o conversor do lado da rede da unidade eólica geralmente controla a frequência e a magnitude da tensão elétrica da microrrede, assumindo automaticamente as variações de potência ativa e reativa do sistema. Para assegurar que a tensão do barramento CC se mantenha dentro de limites operacionais aceitáveis, é necessário que a potência extraída do gerador seja exatamente igual a potência da carga mais as perdas totais do sistema. As perdas de potência no sistema, dependem de vários fatores que na prática impossibilitam a sua determinação exata em tempo real. Dessa forma, a tensão do barramento CC pode crescer ou decrescer de forma exponencial dependendo do erro da estimativa de tais perdas do sistema. Devido a isso, na maioria das estratégias de controle para operação ilhada de sistemas eólicos autônomos, a tensão do barramento CC é controlada por meio de um banco de baterias conectado ao barramento CC. A utilização de sistema de armazenamento de energia ou de um banco de carga (do inglês, *dump load*) é fundamental para assegurar que a tensão do barramento CC fique dentro de uma margem aceitável de valores, de forma a evitar o desligamento dos

conversores estáticos por parte do sistema de proteção. Em geral, a tensão do barramento CC é controlada por um conversor CC-CC bidirecional que conecta o banco de baterias ao barramento CC (HARUNI *et al.*, 2010a). Na Figura 3, apresenta-se a ilustração de uma unidade eólica com as malhas de controle típicas para a operação ilhada.

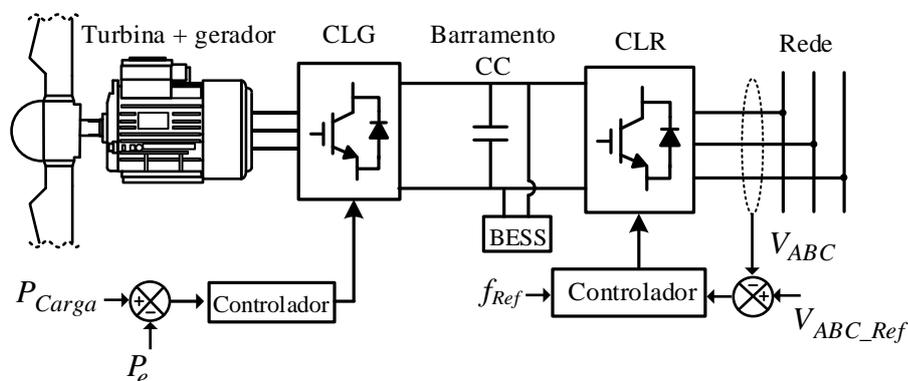


Figura 3 – Ilustração das malhas de controle típicas de uma unidade eólica operando de forma ilhada.

Em microrredes autônomas isoladas com grande inserção da geração eólica, a operação de unidades eólicas no MPPT geralmente ocorre de maneira híbrida com unidades convencionais baseadas em geradores síncronos (por exemplo, gerador diesel), bancos de baterias e *dump load*. Dessa forma, o controle de frequência também é realizado por malhas de controle suplementares associadas a tais dispositivos, que atuam de modo a prover o equilíbrio de demanda e geração das potências ativa e reativa da microrrede (SEBASTIÁN, 2013; MARZBAND *et al.*, 2011; KATIRAEI *et al.*, 2007; HAQUE *et al.*, 2010). No entanto, a utilização de unidades eólicas baseadas em conversor pleno normalmente ocasiona a redução da resposta inercial do sistema. Como consequência, pode ocorrer um aumento da taxa de variação de frequência (do inglês, *Rate Of Change Of Frequency* - ROCOF) quando o sistema é submetido a variações de carga ou de vento (LALOR *et al.*, 2005; JIANG *et al.*, 2014; XU *et al.*, 2015).

Na configuração seguidor de carga, a unidade eólica pode variar a potência gerada de acordo com a demanda de carga (COLSON *et al.*, 2012). Conforme mencionado, na operação de unidades eólicas baseadas em conversor pleno no modo seguidor de carga, as variações de carga na microrrede ou variações de vento, ocasionam desequilíbrios entre a potência elétrica ativa extraída do gerador da unidade eólica e a potência mecânica fornecida pela turbina eólica. Esse desequilíbrio de potência em questão é chamado de potência acelerante da turbina eólica e define a taxa de variação da velocidade da turbina eólica. Quanto maior a potência acelerante da turbina eólica, maior será a variação na tensão do barramento CC. O

desequilíbrio de potência no barramento CC deve ser mitigado para preservar a tensão do barramento CC de variações severas e garantir a correta operação do conversor do lado da rede. Portanto, o emprego de malhas de controle suplementares adicionadas a dispositivos auxiliares, são fundamentais para controlar a tensão do barramento CC dentro dos limites operacionais do conversor, bem como a limitação da taxa de variação de velocidade da turbina eólica, a fim de evitar o desligamento forçado da unidade eólica em condições de variação de vento e de carga (YUAN *et al.*, 2009). O impacto da aceleração e desaceleração da turbina eólica na magnitude da tensão do barramento CC será explicado em detalhes no Capítulo 5.

Tendo em vista a necessidade de dispositivos auxiliares para a manutenção da tensão do barramento CC dentro dos limites aceitáveis do conversor, várias estratégias operacionais e de controle para microrredes ilhadas têm sido propostas. De acordo com Baldoin *et al.* (2012), tais dispositivos podem ser divididos em sistemas de armazenamento de energia de curta duração e de longa duração. Em geral, os sistemas de curta duração mais empregados são os bancos de baterias. Nesse caso, o excesso de energia eólica é armazenado em baterias, e em condições de variação de carga e de vento, essa energia é utilizada para auxiliar na mitigação do desequilíbrio de potências do barramento CC. No entanto, a utilização de bancos de baterias pode resultar em custos elevados de infraestrutura e manutenção (YANG *et al.*, 2014; NIKOLIC *et al.*, 2014). Os sistemas de reserva de energia de longa duração são baseados principalmente em geradores a diesel, pois possuem operação simples e confiável e baixo custo de aquisição em relação às demais fontes de reserva de energia (MENDIS *et al.*, 2012; SEBASTIÁN, 2009; HARUNI *et al.*, 2010a; NIKOLIC *et al.*, 2014).

Baseado nesse contexto, vários trabalhos têm sido propostos com estratégias operacionais e de controle para operação de sistemas híbridos eólico-diesel ilhados com alto nível de inserção de sistemas eólicos de geração. Em seu trabalho, Haruni *et al.* (2010) considera uma microrrede isolada com geração híbrida composta por uma unidade eólica com conversor pleno baseada em gerador síncrono de ímã permanente (GSIP) e um gerador diesel onde o conversor do lado da rede da unidade eólica controla a frequência da microrrede para a operação somente-eólica e operação eólica-diesel e, no modo somente-diesel o gerador diesel opera no modo isócrono. Em condições suficientes de vento, o gerador a diesel é mantido desligado e o controle de tensão do barramento CC é realizado por um banco de baterias e uma *dump load*. Para esse modo em questão, em condições de alta disponibilidade de vento o banco de baterias é carregado e nos momentos em que o banco de baterias já está carregado o excedente de potência é dissipado pela *dump load*, pois a turbina eólica opera no modo seguidor de máxima potência. Em condições não suficientes de vento, o banco de baterias fornece

potência para o barramento CC, devido a atuação da malha de controle da tensão do barramento CC adicionada ao banco de baterias. Quando a condição de vento insuficiente persiste, o gerador diesel é sincronizado e conectado à microrrede em modo de controle de velocidade por inclinação com referência de potência. Haruni *et al.* (2010) menciona que não há variações significativas de frequência da microrrede, de modo que o gerador a diesel apenas assume a demanda de potência ativa remanescente da microrrede através da definição de uma referência de potência ativa de geração. Em outro trabalho, Haruni *et al.* (2012) também considera um banco de baterias para a realização do controle da tensão do barramento CC por meio de um circuito de carga e descarga (do Inglês, *Buckboost*) para reduzir o número de acionamentos do gerador diesel. No entanto, o autor cita que o banco de baterias deve ter capacidade de suprir a demanda de carga nominal por aproximadamente dois minutos, o que poderia resultar no uso de bancos de baterias de alta capacidade de armazenamento.

No trabalho de Mendis *et al.* (2014), propõe-se a operação de um sistema isolado autônomo com 100% de inserção eólica, considerando um banco de baterias e um super capacitor conectados ao barramento CC da unidade eólica baseada em conversor pleno através de circuitos individuais do tipo *buckboost*. O controle de frequência e de tensão da microrrede é realizado pelo conversor do lado da rede da unidade eólica. O controle da tensão do barramento CC é realizado por controladores do tipo proporcional integral, associados ao sistema híbrido de armazenamento de energia. A coordenação entre as ações de controle da malha associada ao banco de baterias e da malha associada ao super capacitor é realizada de modo que o sinal de desequilíbrio de potência (entre geração e carga) passa por um filtro passa alta, sendo a componente de alta frequência utilizada para estimar a referência de corrente do conversor associado ao super capacitor e a componente de baixa frequência é usada para definir a referência de corrente para o conversor associado ao banco de baterias. Tal estratégia tem como objetivo evitar redução da vida útil do banco de baterias, normalmente ocasionada por altas taxas de carga e descarga. A operação da *dump load* é restrita a momentos que excede-se o limite máximo de taxa de carga da bateria ou quando a tensão do barramento CC ultrapassa 10% do valor nominal. Caso a *dump load* não tenha capacidade de dissipar o excesso de potência, a unidade reduz a potência captada do vento com a atuação do controle de ângulo de passo da turbina.

Conforme supracitado, o aumento da inserção da geração eólica em sistemas híbridos eólico-diesel, pode expor o gerador diesel a baixos carregamentos nos momentos de condições favoráveis de vento. A operação do gerador diesel, por longos períodos de tempo, com carregamentos inferiores a 30 % da sua capacidade nominal não é recomendada pela

maioria dos fabricantes, a fim, de evitar problemas de desempenho e manutenção devido a combustão incompleta do combustível e acúmulo de líquidos no sistema de exaustão do motor (do inglês, *wet stacking effect*) (LOEHLEIN, 2007; ARTZER, 2010; KATIRAEI *et al.*, 2007). Katiraei *et al.* (2007) salienta que a operação de unidades eólicas no ponto de máxima extração de potência, podem comprometer a restrição de potência mínima de operação de geradores diesel.

Bancos de cargas trifásicos também podem ser utilizados para prover controle de frequência em sistemas isolados. Sebastián (2009) e Katiraei *et al.* (2007), consideram em seus trabalhos uma microrrede ilhada autônoma, com geração híbrida, em que a frequência do sistema é controlada por geradores síncronos e as unidades eólicas operam no modo MPPT. Uma malha suplementar de regulação de frequência é adicionada ao banco de carga, de modo que a diferença entre a potência ativa gerada e a potência demandada pela carga do sistema é dissipada no banco de carga trifásico (SEBASTIÁN, 2009; KATIRAEI *et al.*, 2007). O sistema proposto por Sebastián (2009) não possui boa controlabilidade, uma vez que a potência dissipada pelo banco trifásico varia de acordo com passos mínimos de 1,4 kW. Ademais, o limite mínimo de potência de operação das unidades de geração movidas a diesel pode ser atingido durante períodos de baixos níveis de carga da microrrede. A utilização de *dump load* no barramento CC tem sido restrita à função de proteção contra variações positivas na tensão do barramento CC (sobretensão) e para dissipar o excesso de potência da unidade eólica, assim evitando atuação frequente do controle de ângulo de passo das pás da turbina eólica (HAQUE *et al.*, 2008; MENDIS *et al.*, 2014). O acionamento normalmente empregado em *dump load*, consiste em resistências conectadas ao barramento CC por meio de uma chave semicondutora de potência (por exemplo, IGBT), que em operação normal, a tensão do barramento CC é diretamente aplicada a resistência da *dump load* durante o período de condução da chave.

No contexto de regulação de frequência em microrredes com alto nível de inserção de geração eólica, Piekutowski *et al.* (2012) propõe a utilização de uma estratégia operacional e de controle para uma microrrede isolada com múltiplas fontes de geração, onde o controle de frequência é realizado pela malha de controle de velocidade das unidades eólicas baseadas em gerador de indução duplamente alimentado (GIDA). Em momentos de condições favoráveis de vento, o motor diesel é mantido desligado e desacoplado do gerador elétrico por meio de uma embreagem, fazendo com que o gerador síncrono atue como compensador síncrono. A unidade eólica produz energia para suprir a carga da microrrede e a potência inicial de um banco de carga conectado no barramento CA da microrrede por meio de tiristores. Dessa maneira, o equilíbrio de potência ativa na microrrede é realizado pelo controle do ângulo de disparo dos

tiristores, o que permite o sistema operar com 100% de inserção de geração eólica com rápida resposta para compensar variações de cargas.

A operação autônoma das microrredes baseadas apenas em conversores de potência requer que haja um conversor mestre capaz de regular a frequência e a magnitude da tensão da rede mediante as variações típicas de carga (AZEVEDO, 2011). A análise realizada por FUH *et al.*, (2014) avalia o comportamento da frequência de uma microrrede que opera com múltiplos inversores e, quando necessário, ocorre o acionamento e conexão de um gerador síncrono movido por uma turbina a gás.

Dessa forma, conclui-se que diversos trabalhos foram propostos considerando diferentes estratégias operacionais e de controle para a operação de microrredes ilhadas com alto índice de inserção de geração eólica. Entretanto, grande parte dos trabalhos, considera um banco de baterias para o controle da tensão do barramento CC e o emprego de geradores síncronos como fonte auxiliar de geração e como unidades mestres no controle de frequência da rede.

Na operação de unidades eólicas de geração em microrredes ilhadas autônomas baseadas em conversor pleno, em que a frequência e magnitude da tensão são controladas pelo inversor, a regulação de frequência da rede não é um problema, ou seja, não há variações significativas de frequência na rede pelo fato do conversor estático de potência do lado da rede ter um tempo de resposta muito rápido, da ordem de milissegundos, possibilitando assim a rápida restauração da frequência durante as variações de carga. Entretanto, a regulação da tensão do barramento CC do conversor estático de potência da unidade eólica e a regulação de velocidade da turbina eólica, são os grandes problemas operacionais desse tipo de sistema.

Yuan *et al.* (2009) propõe um controlador proporcional-integral adaptativo híbrido para a regulação da tensão do barramento CC adicionado à malha de regulação de velocidade da turbina eólica. Os parâmetros base do controlador proporcional-integral são projetados com especificações no domínio da frequência com base em uma análise do modelo de pequenos sinais da unidade eólica, levando em consideração apenas um ponto de operação da unidade eólica. Nessa abordagem mencionada, especificamente o ganho proporcional do controlador é adaptado baseando-se no ponto de operação da unidade eólica.

Este trabalho utiliza uma metodologia de projeto de controladores estruturada na forma de desigualdades matriciais lineares (LMIs, do inglês *Linear Matrix Inequalities*). A metodologia de projeto de controladores robustos empregada neste trabalho baseia-se na realimentação dinâmica de saída levando em consideração múltiplos pontos de operação da unidade eólica. Além de se garantir a estabilidade do sistema para múltiplos pontos de operação,

a formulação do problema de controle na forma de LMIs permite a especificação de vários critérios de desempenho na etapa de projeto dos controladores (OLIVEIRA, 2006).

1.3 Objetivo Geral

Baseado no contexto supracitado, este trabalho propõe estratégias operacionais e de controle para permitir a operação ilhada autônoma de uma microrrede híbrida com geração eólica e diesel com alto índice de inserção da geração eólica.

1.4 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral, este trabalho tem como objetivos específicos:

- Propor uma malha de controle suplementar para o gerador diesel conectado ao barramento CA da microrrede para regular a tensão do barramento CC;
- Propor uma malha de controle para uma *dump load* no barramento CC para regular da tensão do barramento CC;
- Estabelecer uma atuação coordenada entre a *dump load* e o gerador diesel para evitar esforços operacionais do gerador diesel em situações de variações positivas abruptas da tensão do barramento CC;
- Projetar os controladores da tensão do barramento CC associados a um gerador diesel e à *dump load* por meio de uma metodologia adequada;
- Determinar e avaliar os principais aspectos que impactam na operação e no desempenho dinâmico da microrrede com dominância da geração eólica.

Este trabalho será conduzido por meio de estudos embasados na literatura especializada (artigos, periódicos, livros, etc.). As estratégias operacionais e as malhas de controle propostas serão fundamentadas na teoria de controle, eletrônica de potência, sistemas dinâmicos, sistemas de potência e serão validadas por meio de simulações e análises computacionais envolvendo os modelos dinâmicos linear e não linear da microrrede.

1.5 Contribuições

As principais contribuições desse trabalho são:

- Controle da tensão do barramento CC do conversor estático pleno de uma unidade eólica por meio de um gerador síncrono movido a diesel conectado na rede CA da microrrede;
- Proposição de uma estratégia operacional e de controle que possibilita a operação ilhada de uma microrrede com geração eólica-diesel com alto nível de inserção de geração eólica;
- Proposição de um esquema de controle da tensão do barramento CC que permita a ação coordenada entre a *dump load* conectada por meio de um circuito *buck* no barramento CC e o gerador diesel conectado no barramento CA da microrrede;
- Apresentar os principais aspectos que impactam na operação e no desempenho dinâmico de uma microrrede ilhada com dominância da geração eólica;
- Estruturação de um modelo dinâmico para a microrrede que possibilite a realização de projetos de controladores através das diversas formulações da teoria de controle clássico e moderno.

1.6 Organização do Trabalho

O trabalho está dividido em sete capítulos, nos quais são expostos os fundamentos técnicos para permitir o entendimento da proposta de pesquisa, a estratégia proposta e os resultados obtidos.

O primeiro capítulo abordou o estado da arte da operação e controle de microrredes com grande inserção de geração eólica, a definição do problema abordado, os objetivos gerais e específicos do trabalho e a estrutura da dissertação.

O segundo capítulo mostra uma revisão a respeito dos conceitos de unidades eólicas, especificamente com foco nos modos de controle de turbinas eólicas de velocidade variável.

O terceiro capítulo apresenta uma revisão a respeito dos conceitos de operação e controle de microrredes. O foco é o modo de controle do conversor do lado da rede, bem como a hierarquia de controle da microrrede.

O quarto capítulo apresenta os modelos dos elementos que compõem a microrrede, baseando-se nas equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema. O modelo dinâmico é empregado para a realização de simulação para validação da estratégia proposta, bem como para a utilização de métodos de projeto para os controladores propostos.

O quinto capítulo aborda a estratégia operacional e de controle proposta. Inicialmente apresenta-se a topologia da microrrede ilhada adotada. Apresenta-se também nesse capítulo uma análise que justifica a operação do conversor do lado da rede da unidade eólica no modo de controle Vf. São mostradas as regiões de operação da unidade eólica. Apresentam-se as malhas de controle propostas para regulação da tensão do barramento CC e, por fim, apresenta-se a formulação básica do problema de controle referente ao projeto dos controladores propostos.

O sexto capítulo expõe os resultados obtidos com a aplicação da estratégia operacional e de controle proposta e os controladores projetados por meio da formulação adotada do problema de controle. São mostrados os principais aspectos que impactam na operação e no desempenho dinâmico de uma microrrede ilhada com dominância da geração eólica. As simulações visam avaliar a eficácia das malhas de controle propostas durante a operação ilhada do sistema e verificar o desempenho dinâmico da microrrede.

O sétimo capítulo traz as conclusões obtidas ao longo do desenvolvimento do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

2 SISTEMAS EÓLICOS DE GERAÇÃO

Neste capítulo, realiza-se uma abordagem dos sistemas eólicos de geração de energia, considerando as estratégias de operação de turbinas eólicas de velocidade variável, as características operacionais, os principais tipos de unidades eólicas empregadas comercialmente em sistemas eólicos de geração e os principais conceitos envolvidos na conversão de energia eólica. Apresentam-se, de acordo com o modo de operação da microrrede (ilhado autônomo ou conectado), as estratégias típicas empregadas no controle do conversor do lado do gerador. As malhas típicas de controle associadas ao conversor do lado da rede serão detalhadas no Capítulo 3.

2.1 Introdução

A inserção de unidades eólicas de geração nos sistemas elétricos de potência tem sido crescente nos últimos anos, sendo ocasionada em partes, pelo constante desenvolvimento tecnológico dos sistemas eólicos e pela expansão do mercado. Nesse contexto, a operação do sistema eólico de geração com confiabilidade e segurança é um desafio técnico e operacional, que pode ser superado através da escolha da configuração do sistema eólico e das estratégias de controle a serem utilizadas, de acordo a aplicação requerida (DRANKA, 2015).

Normalmente os sistemas eólicos de geração se caracterizam pelo tipo de gerador empregado e pelo emprego ou não de conversores estáticos de potência. Atualmente as unidades eólicas comerciais que dominam o mercado, são baseadas em turbinas eólicas com operação em velocidade variável. A energia cinética da massa de ar é capturada pela turbina eólica, que acoplada a um gerador elétrico, permite transformar a potência aerodinâmica do vento em potência elétrica. O emprego de conversores estáticos possibilita o processamento da potência elétrica do gerador eólico, de modo que a velocidade da turbina eólica possa ser controlada (COLLIER, 2011).

Dentre os sistemas eólicos com turbinas de velocidade variável, destacam-se principalmente os sistemas eólicos baseados em gerador síncrono (GS), com excitação elétrica independente ou a ímãs permanentes e o gerador de indução duplamente alimentado (GIDA). Na Figura 4, apresenta-se um diagrama ilustrativo desses sistemas. Não serão apresentados maiores detalhes sobre a operação de unidades eólicas baseadas em GIDA, devido a esta

topologia não ser empregada neste trabalho, no entanto, maiores detalhes podem ser encontrados nos trabalhos de Zamadei (2012) e Tarnowski (2006). A faixa de velocidades de operação de unidades eólicas baseadas em gerador síncrono com conversor pleno, normalmente é de 0,7 à 1,2 p.u. (WANG *et al.*, 2015).

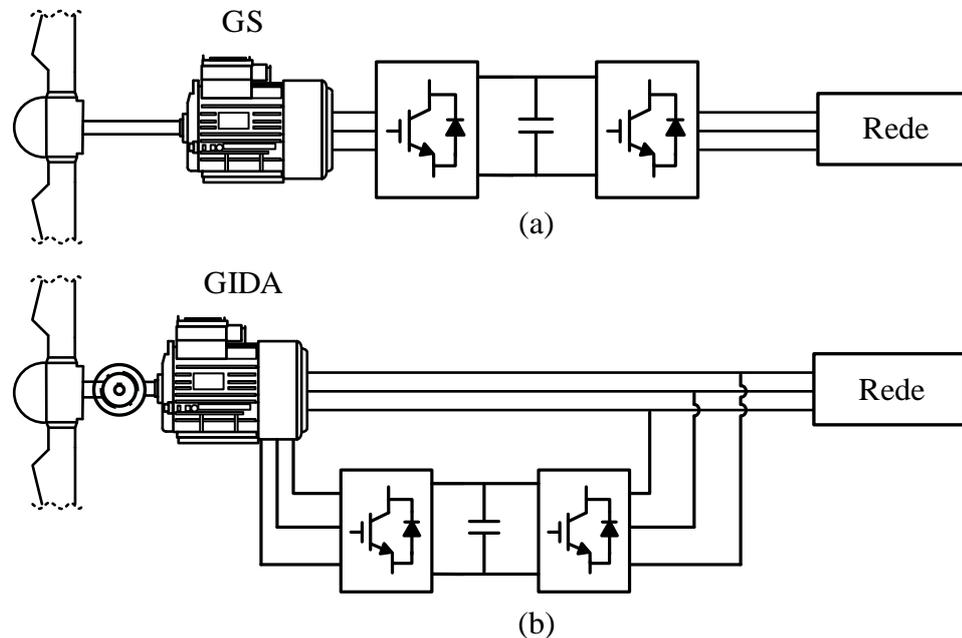


Figura 4 – Unidades eólicas de velocidade variável. a) GS. b) GIDA.

Nos sistemas eólicos que empregam geradores síncronos, o número de polos contidos no rotor da máquina pode permitir um acoplamento direto do eixo da turbina ao eixo do gerador, dispensando o uso da caixa de transformação de velocidades, o que constitui uma grande vantagem da topologia. A potência elétrica extraída do gerador eólico é fornecida à rede, através de um conversor estático de potência completo (com capacidade nominal de 100% da potência do gerador eólico) instalado no lado do gerador e um conversor estático de potência do lado da rede. Normalmente os conversores estáticos empregados do lado do gerador, podem ser: unidirecionais, baseados em ponte retificadora associada a um conversor CC/CC, ou bidirecionais com retificadores controlados baseados em IGBT. A utilização de conversores estáticos bidirecionais, até certo tempo atrás, era considerada como desvantagem em sistemas eólicos baseados em geradores síncronos devido à necessidade de utilização de conversores com capacidade nominal igual ou superior à máxima potência do gerador eólico (TARNOWSKI, 2006). No entanto, o emprego de conversores bidirecionais possibilita uma melhor controlabilidade do gerador eólico, permitindo o emprego de técnicas de controle

vetorial nas correntes do gerador. De acordo com Collier (2011), a utilização do controle vetorial representa o estado da arte do controle das correntes de máquinas trifásicas.

No capítulo 3, serão abordadas questões operacionais e de controle de microrredes, com foco nas estratégias de controle do conversor do lado da rede da unidade eólica durante as situações operacionais em que a microrrede opera em modo ilhado autônomo. No entanto, adianta-se que na operação ilhada autônoma de uma microrrede com uma unidade eólica com conversor pleno com geração eólica dominante, ou seja, com alto índice de inserção de geração eólica, a estratégia de operação da fonte primária de energia (turbina eólica) é fundamental para garantir a operação estável da microrrede. Um fator fundamental para garantir a estabilidade da microrrede em modo ilhado autônomo de operação, com geração eólica dominante, é o equilíbrio entre a demanda de potência da carga da microrrede e a potência de geração da unidade eólica. Dessa forma, a estratégia de controle da turbina eólica é fundamental para garantir o equilíbrio mencionado.

2.2 Estratégia de Operação de Turbinas Eólicas de Velocidade Variável

Nas modernas unidades eólicas de geração, normalmente podem ser empregadas duas estratégias de operação da turbina eólica. Essas estratégias, frequentemente são referenciadas na literatura como estratégia do tipo seguidor de carga e como estratégia do tipo seguidor de máxima potência. Na estratégia do tipo seguidor de máxima potência, a geração da unidade eólica segue uma curva de máxima potência, buscando a máxima eficiência de conversão de energia. Essa estratégia, geralmente ocorre na operação da microrrede quando a mesma encontra-se conectada ao sistema de potência principal. Na estratégia do tipo seguidora de carga, a potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica é determinada de acordo com a demanda de carga do sistema, isto é, a demanda da carga na microrrede em operação ilhada autônoma (YUAN, *et al.*, 2009). Na Figura 5, apresentam-se os diagramas das estratégias de operação típicas, que podem ser empregadas para a operação de uma unidade eólica.

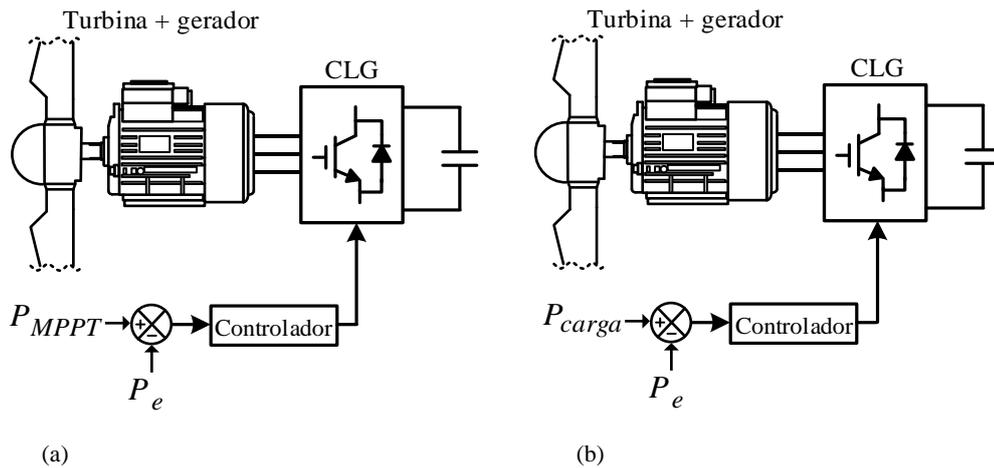


Figura 5 – Estratégias de operação tipicamente empregadas no controle de unidades eólicas. a) Estratégia do tipo seguidor de máxima potência. b) Estratégia do tipo seguidor de carga.

Na Figura 5 - (a), P_e é a potência ativa extraída do gerador eólico, P_{MPPT} é a máxima potência disponível no vento. Na estratégia do tipo seguidor de máxima potência, a potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica é definida de acordo com a máxima potência disponível no vento. A estratégia em questão, normalmente é usada quando a microrrede opera de modo conectada à rede principal, pois, se a potência disponível pela unidade eólica for diferente da demanda da potência da carga, a rede principal fornece ou absorve a diferença de potência. Dessa maneira, para a operação da microrrede ilhada, o equilíbrio de demanda e geração de potência da microrrede dificilmente é atingido quando a unidade eólica opera seguindo a estratégia do tipo MPPT, o que levaria a microrrede à instabilidade.

Na Figura 5 - (b), P_{carga} representa a demanda de potência ativa da microrrede, considerando a presença de uma única unidade eólica na microrrede. Na estratégia do tipo seguidor de carga, a potência mecânica disponível pela turbina eólica é definida com base na velocidade de vento e na demanda da carga da microrrede, quando a mesma opera de maneira ilhada autônoma. Portanto, para a operação da microrrede ilhada autônoma com uma unidade eólica dominante, a estratégia de operação da turbina eólica do tipo seguidora de carga é fundamental para que em situações de disponibilidade de vento suficiente, a turbina eólica possa ajustar a potência capturada do vento à potência requisitada pela carga.

Nesse sentido, a próxima seção traz detalhes sobre a etapa de conversão de energia eólica em sistemas eólicos de geração para a operação da turbina eólica em velocidade variável com a estratégia do tipo seguidora de carga, uma vez que tal estratégia é empregada nesse trabalho e detalhada no capítulo 5.

2.3 Conversão de Energia Eólica

O aproveitamento da energia cinética do vento ocorre devido à conversão da energia cinética da massa de ar que passa pela área de varredura das pás da turbina eólica em energia mecânica rotacional. Essa energia mecânica rotacional é transferida ao gerador trifásico por meio de um eixo de acoplamento mecânico entre a turbina e o rotor do gerador (ANAYA LARA, 2009). A potência aerodinâmica do vento, é dada por:

$$P_{ar} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3, \quad (1)$$

onde ρ [kg/m³] é a densidade do ar, A [m²] é a área de varreduras das pás da turbina e v [m/s] é a velocidade que o vento incide frontalmente nas pás da turbina eólica.

A eficiência de conversão da potência disponível no vento para potência mecânica na turbina eólica está relacionada com as características construtivas da turbina, apresentando um limite teórico, estabelecido por Betz, igual à aproximadamente 59,3%. Adicionando o termo do coeficiente de potência em (1), a potência mecânica disponível no eixo da turbina é dada por:

$$P_{tur} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \beta), \quad (2)$$

onde P_{tur} é a potência mecânica no eixo da turbina e C_p é o coeficiente de potência da turbina eólica. Nas turbinas comerciais de três pás, esse coeficiente possui valor máximo de aproximadamente 45% (ACKERMAN *et al.*, 2005).

O coeficiente C_p mostrado na equação (2) tem dependência com as variáveis λ e β . A variável β [graus] é o ângulo de passo das pás da turbina eólica e λ é conhecida como velocidade específica da turbina ou taxa de variação de velocidade da turbina (TSR, do inglês *Tip Speed Ratio*) e pode ser calculada pela equação (ANAYA LARA, 2009):

$$\lambda = \frac{\omega_t \cdot R}{v}, \quad (3)$$

em que ω_t [rad/s] é a velocidade angular da turbina, R [m] é o raio do círculo de varredura da turbina eólica e v é a velocidade do vento.

Na Figura 6, apresenta-se a potência mecânica disponível no eixo da turbina para diversas velocidades de vento, variando-se λ da turbina eólica através da velocidade da turbina eólica. A curva tracejada que intercepta os valores máximos de potência mecânica para cada velocidade de vento, representa os pontos de máxima potência mecânica para cada velocidade de vento. Para velocidades de vento acima da nominal, o ângulo de passo β é variado de modo a limitar a potência mecânica extraída pela turbina.

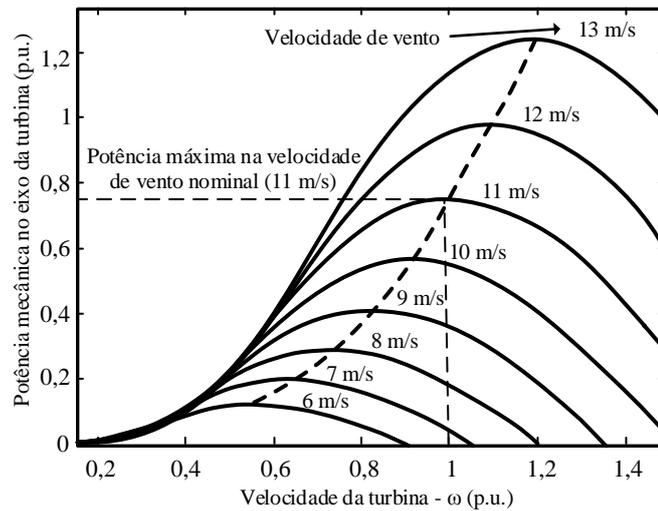


Figura 6 – Potência mecânica extraída por uma turbina eólica em função da velocidade da turbina. Fonte: Adaptado de Dranka (2015).

O cálculo aproximado do coeficiente de potência de uma turbina eólica é normalmente utilizado para representar o modelo matemático da turbina eólica uma vez que a determinação analítica do coeficiente de potência requer conhecimentos aprofundados em aerodinâmica. A obtenção das curvas de coeficiente de potência da turbina eólica é normalmente realizada através de medições diretas do ângulo de passo das pás e da velocidade específica da turbina eólica durante sua operação. De posse das medições realizadas, pode-se obter um modelo matemático simplificado para a representação do coeficiente de potência da turbina, através de uma função não linear. Um modelo simplificado que tem sido adotado para representação do coeficiente de potência da turbina eólica é dado por (HEIER, 1998):

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \cdot \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \cdot \beta - c_4 \right) \cdot e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \cdot \lambda, \quad (4)$$

onde λ_i é relacionado por:

$$\frac{1}{\lambda_t} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}. \quad (5)$$

Os valores típicos dos coeficientes de c_1 a c_6 são mostrados no Apêndice desse trabalho. As curvas mostradas na Figura 6, consideram $\beta = 0^\circ$. O comportamento de C_p em função de λ e de β para uma velocidade constante de vento é mostrado na Figura 7.

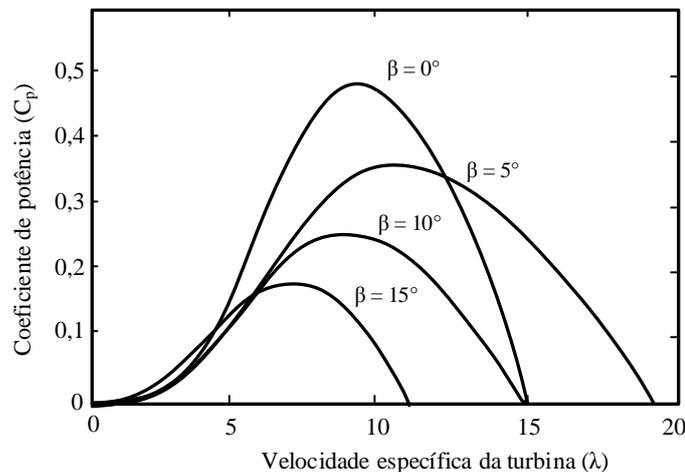


Figura 7 – Variação do coeficiente de potência em função da TSR e do ângulo de passo das pás da turbina eólica.

Fonte: Adaptado de Heier (1998).

Para uma dada velocidade de vento, o ajuste do coeficiente de potência da turbina eólica, também pode ocorrer com a alteração do ângulo de passo (β). Através da Figura 7, pode-se observar que a curva de potência com maior eficiência é a curva com $\beta = 0^\circ$. Conforme exposto anteriormente na Figura 6, para uma dada velocidade de vento, variando-se o coeficiente de potência através da variável λ , obtém-se uma curva de potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica. A curva de potência mecânica da turbina eólica, para cada velocidade de vento, possui duas velocidades específicas em que $C_p(\lambda, \beta) = 0$: uma quando o rotor está estacionário ($\omega_{turb} = 0$) e a segunda com valores elevados de ω_{turb} (SILVA, 2006). Tais velocidades estão separadas pelo ponto onde ocorre a extração da máxima potência do vento, aqui denominado de velocidade ótima da turbina eólica. Dessa forma, caracterizam-se duas regiões de operação da turbina eólica: a primeira região é denominada de região de subvelocidade (região I) da turbina eólica, ocorrendo em velocidades abaixo da velocidade ótima e a segunda região é denominada de região de sobrevelocidade (região II), ocorrendo em

velocidades acima da velocidade ótima (YAO *et al.*, 2011). No capítulo 5, serão apresentados maiores detalhes da estratégia operacional e de controle da turbina eólica.

A operação de unidades eólicas com velocidade variável é alcançada por meio de atuadores elétricos e eletromecânicos que possibilitam controlar indiretamente a extração de potência aerodinâmica do vento pela turbina eólica. Para situações operacionais de velocidades elevadas de vento, a unidade eólica conta com sistemas de controle para assegurar a sua integridade mecânica. Pode-se citar alguns controles comumente empregados em unidade eólicas de geração para limitação da potência aerodinâmica: o controle de ângulo de passo e o controle de estol. Em geral, nas turbinas eólicas modernas, a limitação de potência ocorre através do controle de ângulo de passo. O controle de ângulo de passo é realizado por meio de atuadores eletromecânicos e permite alterar a eficiência de captação de potência aerodinâmica da turbina eólica em todas as velocidades de vento. Entretanto, o controle do ângulo de passo normalmente é utilizado quando a potência mecânica captada do vento pela turbina eólica tende a ficar maior que a potência nominal do sistema eólico. A taxa de variação de ângulo das pás da turbina eólica normalmente é de 3-10 graus por segundo, de acordo com a dimensão da unidade de eólica geração. Como desvantagem ele apresenta complexidade elevada, e grandes flutuações de potência em velocidades de vento elevadas (ACKERMANN *et al.*, 2005).

Com base no apresentado, a potência aerodinâmica captada pela turbina eólica pode ser alterada com base no coeficiente de potência da turbina eólica. O coeficiente de potência por sua vez, pode ser alterado por meio do controle de velocidade da turbina eólica e do controle de ângulo de passo da turbina. O ajuste do coeficiente de potência faz com que a turbina eólica opere com velocidade variável, e assim permitindo a operação da turbina eólica na estratégia de controle do tipo seguidora de carga, a qual é fundamental para a operação ilhada da microrrede, conforme já mencionado. No entanto, conforme será apresentado no Capítulo 5, o controle de velocidade da turbina eólica é um problema complexo em virtude da elevada inércia da estrutura da turbina eólica, sendo a velocidade da turbina eólica uma das variáveis em que a instabilidade da microrrede pode se manifestar. No capítulo seguinte apresentam-se questões referentes aos principais modos de controle normalmente empregados no conversor do lado da rede da unidade eólica, que é responsável por fornecer a potência captada pela turbina eólica de forma adequada para a carga da microrrede ilhada. Também será realizada uma análise a respeito do paralelismo de conversores em microrredes no modo ilhado.

3 MICRORREDES

A disseminação de unidades de geração distribuída tem sido crescente nos sistemas elétricos de potência, principalmente, devido ao desenvolvimento tecnológico dos dispositivos de aproveitamentos de fontes energéticas renováveis e à evolução dos sistemas de processamento e controle de energia. Os sistemas elétricos de potência tradicionais geralmente contam com unidades de geração de grande porte, conectadas às cargas por meio de linhas de média e alta tensão, que na maioria dos casos possuem elevadas extensões. Com a operação de unidades de geração distribuída, conectadas em grande parte no sistema elétrico de distribuição, próximas às cargas, surge o conceito de microrredes. Juntamente com a possibilidade de aumento de confiabilidade, flexibilidade e economia, surgem desafios relacionados ao controle e operação de microrredes. Nesse capítulo, apresentam-se os conceitos empregados em microrredes, os principais componentes formadores da microrrede e as estratégias de controle tipicamente empregadas em conversores estáticos de potência para a operação ilhada de microrredes. Questões referentes às novas tendências de controle em microrredes e questões operacionais e de controle de microrredes baseadas em conversores estáticos de potência serão também abordadas nesse capítulo. É importante destacar que o conceito de microrrede é relativamente recente e, portanto, muitos aspectos relacionados à operação, topologia e controle de microrredes ainda não estão bem estabelecidos e se encontram em desenvolvimento na atualidade.

3.1 Conceitos e Componentes Envolvidos em Microrredes

As microrredes podem ser definidas como entidades únicas e controladas, compostas por múltiplas unidades de geração distribuída, múltiplas cargas e que podem conter sistemas de armazenamento de energia (OLIVARES *et al.* 2014). Uma microrrede geralmente opera de maneira coordenada para prover confiabilidade no fornecimento de energia elétrica e redução do custo operacional. A operação de uma microrrede pode ocorrer de forma conectada à rede principal, através de um ponto comum de acoplamento ou de maneira isolada do sistema de potência principal. No modo conectado à rede, na ocorrência de um ilhamento, a microrrede pode operar em modo ilhado autônomo, ou seja, a microrrede pode operar desconectada do sistema elétrico de potência principal. No modo conectado à rede, a microrrede pode fornecer

ou absorver energia da rede principal, ou seja, o equilíbrio entre a demanda de potência elétrica da microrrede e a geração de potência elétrica das unidades de geração distribuída presentes na microrrede é realizado pela rede. Na operação ilhada autônoma, a geração de potência ativa e reativa das unidades de geração da microrrede deve ser equilibrada com a demanda da carga da microrrede, ficando a microrrede suscetível à perda de estabilidade, o que causaria o desligamento da mesma. Para satisfazer esse equilíbrio de potência no modo ilhado é necessário que haja a alteração no modo de controle de pelo menos uma das fontes de geração distribuída (ou DERs, do inglês *distributed energy resources*) presentes na microrrede durante a ocorrência do ilhamento ou no acionamento da microrrede ilhada (WANG *et al.*, 2012). Ou seja, o controle da microrrede no modo operacional conectado à rede deve ser comutado para o controle de modo operacional ilhado.

As unidades de geração distribuída tipicamente presentes em microrredes, podem ser diversificadas, desde unidades eólicas, painéis fotovoltaicos, células combustíveis, microturbinas, geradores a diesel e outros tipos de unidades de conversão de energia. No contexto dos sistemas dinâmicos, a operação estável de uma microrrede ilhada autônoma com unidades de geração baseadas em fontes energéticas renováveis, normalmente é um desafio operacional e de controle, que requer, além de estratégias de controle mais robustas, o emprego de bancos de baterias ou de geradores síncronos movidos a combustíveis fósseis ou não fósseis. Nesse trabalho, por exemplo, emprega-se um gerador a diesel de pequeno porte para prover o balanço de potência em condições não suficientes de vento e em condições transitórias típicas referentes às variações de carga e vento. Num contexto genérico, a topologia típica de uma microrrede é retratada na Figura 8.

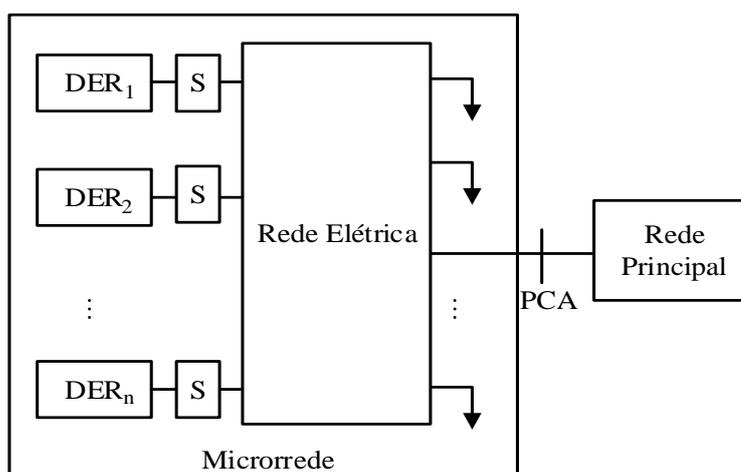


Figura 8 – Estrutura geral de uma microrrede.
Fonte: (OLIVARES *et al.*, 2014).

Nesse trabalho, considera-se a operação ilhada da microrrede em estudo, ou seja, operação após a transição do modo de operação conectado à rede para o modo de operação ilhado autônomo. No entanto, salienta-se que o uso de técnicas adequadas de detecção de ilhamento, é fundamental para a transição dos modos de operação da microrrede. Cabe destacar também que a microrrede considerada nos estudos propostos também se enquadra no caso de microrredes geograficamente isoladas, sem conexão com o sistema de potência principal.

3.2 Malhas de Controle Tipicamente Empregadas no Conversor do Lado da Rede

Conforme apresentado na seção 2.1, uma unidade eólica com turbina de velocidade variável pode ser operada sob dois modos distintos de geração de energia: seguidor de máxima potência e seguidor de carga. No caso de uma microrrede com geração eólica dominante, devido à baixa inércia dos geradores síncronos do sistema, conforme será discutido com mais detalhes no capítulo 5, o modo seguidor de carga como estratégia de controle do sistema eólico é a melhor alternativa para controlar de forma efetiva o equilíbrio entre a demanda e geração, assegurando assim a estabilidade da microrrede. Nessa seção, são mostrados os modos de controle tipicamente empregados no conversor do lado da rede de unidades de geração baseadas em conversor estático de potência pleno, como é o caso da geração eólica considerada nesse trabalho. São abordados conversores operando tanto em modo de controle Vf, quanto em modo de controle PQ, relacionando ambos os modos de controle do conversor do lado da rede (CLR) com os modos de controle tipicamente empregados no controle do conversor do lado do gerador (CLG).

Na operação de uma unidade eólica de geração em modo PQ, conectada à rede principal, em geral, busca-se a máxima injeção de potência ativa na rede. Nesse modo de operação, o CLG normalmente mantém a turbina eólica operando no ponto de máxima potência. O CLR normalmente opera controlando a tensão do barramento CC (controle indireto da potência ativa injetada na rede) e a injeção de potência reativa na rede. Na operação da unidade eólica no modo seguidor de carga, normalmente durante a operação ilhada da microrrede, o CLR opera em modo Vf, isto é, controla a frequência e a magnitude da tensão da microrrede. Dessa forma, as variações de carga ocorridas na microrrede serão absorvidas pela unidade eólica devido a atuação do controle do CLR. Na Figura 9, apresentam-se os diagramas ilustrativos de controle do CLR no modo de controle Vf e no modo de controle PQ.

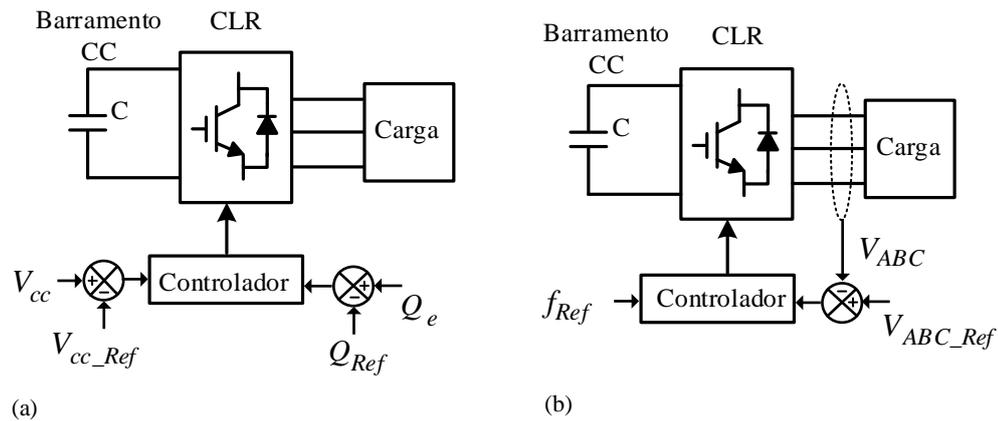


Figura 9 – Diagramas típicos de controle do CLR de uma unidade eólica. (a) Modo de controle PQ durante a operação da microrrede conectada à rede principal. (b) Modo de controle Vf durante a operação da microrrede ilhada autônoma.

Na Figura 9-(a), V_{CC} e V_{CC_Ref} são as tensões de referência e medida do barramento CC, respectivamente, Q_e e Q_{Ref} são as potências reativas de referência e medida na saída do conversor estático do lado da rede. Na Figura 9-(b), f_{ref} é a frequência de referência da microrrede, V_{ABC} e V_{ABC_Ref} são as amplitudes das tensões medidas e das tensões de referência da microrrede, respectivamente.

Observa-se que no modo de controle Vf, o CLR não controla a tensão do barramento CC como no modo de controle PQ. Dessa forma, as variações de cargas ocorridas na microrrede, serão refletidas na tensão do barramento CC, devido à potência ativa requerida pelo CLR, levando a tensão do barramento CC a variar enquanto houver desequilíbrio entre a potência de entrada e de saída do barramento CC. O equilíbrio entre a potência de entrada e de saída do barramento CC normalmente é alcançado adicionando-se uma malha de controle da tensão do barramento CC a um dispositivo auxiliar com capacidade de prover o equilíbrio de potência em questão (COLSON *et al.*, 2012). Na maioria das estratégias de controle da tensão do barramento CC, durante a operação ilhada, utiliza-se um banco de baterias como dispositivo auxiliar para suprir os desbalanços de potência do barramento CC, que normalmente são ocasionados por variações de carga da microrrede ou por aceleração ou desaceleração da turbina eólica, como será detalhado na estratégia de controle proposta. Um maior detalhamento da malha de controle da tensão do barramento CC será dado no capítulo 5, onde será detalhada a estratégia de controle proposta. Na próxima seção, apresentam-se as características

operacionais do paralelismo de conversores de potência, utilizando o modo de controle por inclinação na estratégia de operação multi-mestre e o modo de operação mestre-escravo.

3.3 Estratégia de Controle da Frequência e da Magnitude da Tensão da Microrrede

Na operação ilhada autônoma de uma microrrede, conforme já mencionado, o equilíbrio entre a potência elétrica gerada pelas unidades de geração distribuída e a potência elétrica demandada pelas cargas deve ser mantido para a operação estável da microrrede. Desse modo, há a necessidade de que pelo menos uma unidade de geração distribuída opere no modo de controle Vf, isto é, controlando a frequência e a magnitude da tensão da microrrede durante sua operação ilhada. Além da configuração mestre-escravo (onde apenas uma unidade de geração opera em modo Vf), pode-se empregar a configuração multi-mestre, onde mais que uma unidade de geração distribuída pode operar em modo Vf, durante a operação ilhada da microrrede. De maneira comum às estratégias de controle mestre-escravo e multi-mestre, podem haver conversores estáticos de potência em modo de controle PQ na microrrede. Na Figura 10, apresenta-se um diagrama simplificado de controle, normalmente aplicado em conversores do lado da rede de unidades de geração distribuída, com configuração em modo de controle Vf e em modo de controle PQ.

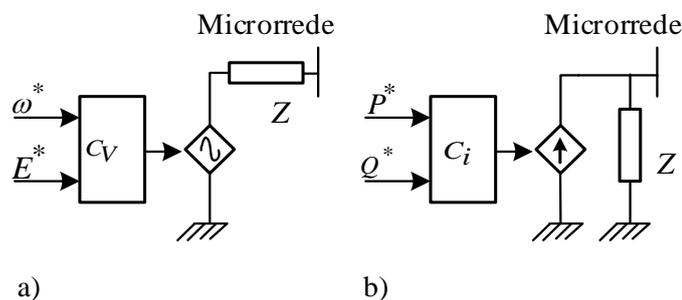


Figura 10 – Diagrama simplificado de controle aplicado a conversores: a) Em modo Vf; b) Em modo PQ. Fonte: Adaptado de Rocabert *et al*, (2012).

Em sua representação, Brabandere (2007), apresenta o conversor estático em modo de controle Vf como uma fonte de tensão controlada com uma impedância série na saída e, o conversor estático no modo de controle PQ como uma fonte de corrente controlada com impedância paralela na saída. Rocabert (2012) denomina o conversor em modo de controle Vf, como conversor estático formador de rede e o conversor em modo de controle PQ, como

conversor estático alimentador de rede ou conversor estático de suporte à rede. O conversor estático em modo Vf, opera controlando a frequência e a magnitude da tensão da microrrede. Se somente um conversor estático controlar a frequência e magnitude da tensão da microrrede, as referências de frequência (ω^*) e de tensão (E^*) de operação da microrrede podem ser referências constantes, de modo que tal estratégia de controle é normalmente denominada de estratégia de controle mestre-escravo, onde o conversor que opera no modo Vf é denominado “mestre” e os conversores que operam no modo PQ são denominados “escravos”. No caso, em que mais de um conversor estático atua no controle de frequência e magnitude da tensão da microrrede, as referências ω^* e E^* , são variáveis e, normalmente denomina-se essa estratégia como controle multi-mestre com controle por inclinação. Na operação de um conversor estático de potência no modo de controle PQ, durante a operação ilhada da microrrede, as referências P^* e Q^* , são as referências de geração de potência ativa e reativa. Normalmente as malhas de controle de um conversor estático em modo de controle PQ, são as mesmas para a microrrede em operação ilhada autônoma e conectada à rede principal.

3.3.1 Operação Multi-Mestre

Em microrredes com unidades de geração de energia distribuída de pequeno e médio porte, em que não se disponha de uma unidade de geração dominante, o compartilhamento da carga da microrrede entre as unidades em questão, pode ser realizado através da utilização de estratégias adequadas de operação e controle. O emprego da estratégia de controle multi-mestre em conversores de potência em microrredes em operação ilhada autônoma, normalmente se dá por meio da utilização da técnica de controle por inclinação (do inglês, *Droop control*). Essa técnica de controle emprega os conceitos aplicados em sistemas de potência clássicos, normalmente compostos por geradores síncronos convencionais. Uma grande vantagem dessa técnica em questão é que ela pode dispensar um sistema de comunicação entre as unidades instaladas em pontos remotos.

Na estratégia de controle multi-mestre os inversores formadores de rede, normalmente são controlados a fim de apresentar uma característica de inclinação de potência ativa-frequência ($P-\omega$) e potência reativa-tensão ($Q-V$), da mesma forma que em máquinas síncronas conectadas ao sistema de potência de grande porte (AZEVEDO, 2011). O controle por inclinação, não garante erro nulo da magnitude e da frequência da tensão de operação da

microrrede, de modo que possui um erro característico em regime permanente entre o valor de referência da variável controlada e do valor da variável controlada. Dessa forma, a ocorrência de um erro numérico entre as referências de tensão e frequência de cada um dos inversores mestres não gera uma ação predatória entre as malhas de controle de magnitude e frequência da tensão da microrrede presentes em diferentes conversores. A lei de controle por inclinação, normalmente empregada para o controle de frequência e magnitude da tensão da microrrede na estratégia de controle multi-mestre, é dada por:

$$\omega^* = \omega_0 - K_p (P_{med} - P_0), \quad (6)$$

$$E^* = E_0 - K_v (Q_{med} - Q_0), \quad (7)$$

onde ω_0 e E_0 são as referências de frequência e tensão para a microrrede, ω^* e E^* são respectivamente, as referências variáveis de tensão e frequência aplicadas nos controladores do conversor formador de rede, conforme ilustrado na Figura 10-(a), K_p e K_v são os coeficientes de inclinação da reta característica do controle por inclinação, P_0 e Q_0 são os valores de referência de potência ativa e reativa respectivamente e, P_{med} e Q_{med} são os valores de potências ativa e reativa, respectivamente, medidos na saída do conversor. Na Figura 11, apresentam-se as características típicas $P-\omega$ e $Q-V$ empregadas no controle por inclinação (AZEVEDO, 2011).

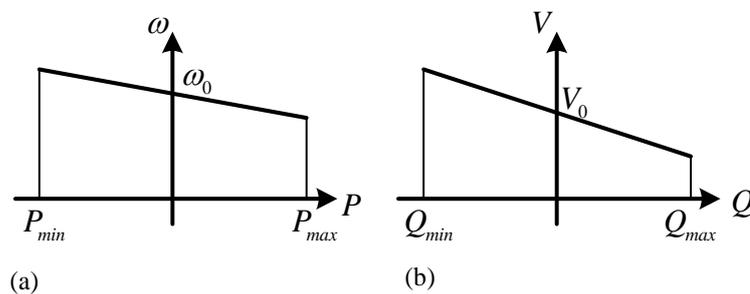


Figura 11 – Característica de inclinação. (a) Controle $P-\omega$. (b) Controle $Q-V$.

As leis de controle empregadas nos inversores em modo PQ de suporte à rede normalmente são dadas por (ROCABERT *et al.*, 2012):

$$P^* = \frac{1}{K_p} (\omega_0 - \omega_i), \quad (8)$$

$$Q^* = \frac{1}{K_v} (V_0 - V_i), \quad (9)$$

onde P^* e Q^* são respectivamente, as referências de potência ativa e reativa a serem fornecidas aos conversores de suporte à rede mostrados na Figura 10-(b), ω_i e V_i são respectivamente, frequência e tensão medidos nos terminais do conversor, ω_0 e V_0 são respectivamente, frequência e tensão de referência do conversor. Salienta-se que nesse modo de operação, normalmente a tensão do barramento CC não é controlada pelo CLR. Em algumas unidades de geração, a referência de potência ativa P^* é incluída no conversor do lado do gerador, ficando o conversor do lado da rede responsável pelo controle da tensão no barramento CC.

O equilíbrio entre demanda e geração em uma microrrede é fundamental para a operação estável da mesma conforme já mencionado. Em microrredes com unidades de geração distribuída de pequeno ou médio porte, que não são capazes de absorver sozinhas as variações de carga da microrrede, é de fundamental importância considerar às características da rede elétrica da microrrede. Na subsubseção 3.3.1.1, apresentam-se as principais dificuldades da implementação da estratégia de controle multi-mestre em conversores de potência para a operação ilhada da microrrede, com o objetivo de apresentar uma alternativa tecnicamente viável para a operação estável de uma microrrede ilhada operando no modo multi-mestre.

3.3.1.1 Análise da Influência dos Parâmetros de Linha no Compartilhamento de Potência da Microrrede

O controle por inclinação é amplamente utilizado em sistemas de potência de grande porte, onde normalmente as unidades de geração são conectadas ao sistema elétrico de potência por meio de linhas de média/alta tensão. Entretanto, a rede elétrica onde geralmente estão conectadas as unidades de geração distribuída, possuem características de operação em baixa tensão. Essa rede de baixa tensão apresenta geralmente uma relação R/X elevada que impacta na estabilidade das unidades de geração que operam no modo Vf (unidades mestres) com controle por inclinação.

O aumento da relação R/X ocasiona o acoplamento entre as potências ativa e reativa geradas pelos conversores mestres. Esse acoplamento traz problemas de estabilidade para a unidade de geração pelo fato de que uma alteração na potência ativa gerada causa impacto na potência reativa gerada e vice-versa (AZEVEDO, 2011; BRABANDERE *et al.*, 2007). A relação do acoplamento entre as potências em questão com os parâmetros R e X da rede elétrica

a que o conversor está conectado pode ser verificada pela análise de um diagrama circular de potência (AZEVEDO, 2011; BERGEN *et al*, 2000). Para ilustrar o diagrama de potência consideraremos um caso onde se tem baixo valor de relação R/X (isto é, caso típico de uma linha de transmissão de alta tensão), onde não se tem problemas significativos de acoplamento entre as potências (AZEVEDO, 2011). Na Figura 12, mostra-se um diagrama circular de potência de um conversor conectado a um barramento infinito, considerando a tensão E na saída do inversor, a impedância de conexão X , a tensão do barramento infinito V e o ângulo de potência δ . Na análise em questão, considera-se diferentes valores para a tensão V e uma variação crescente do ângulo de carga δ .

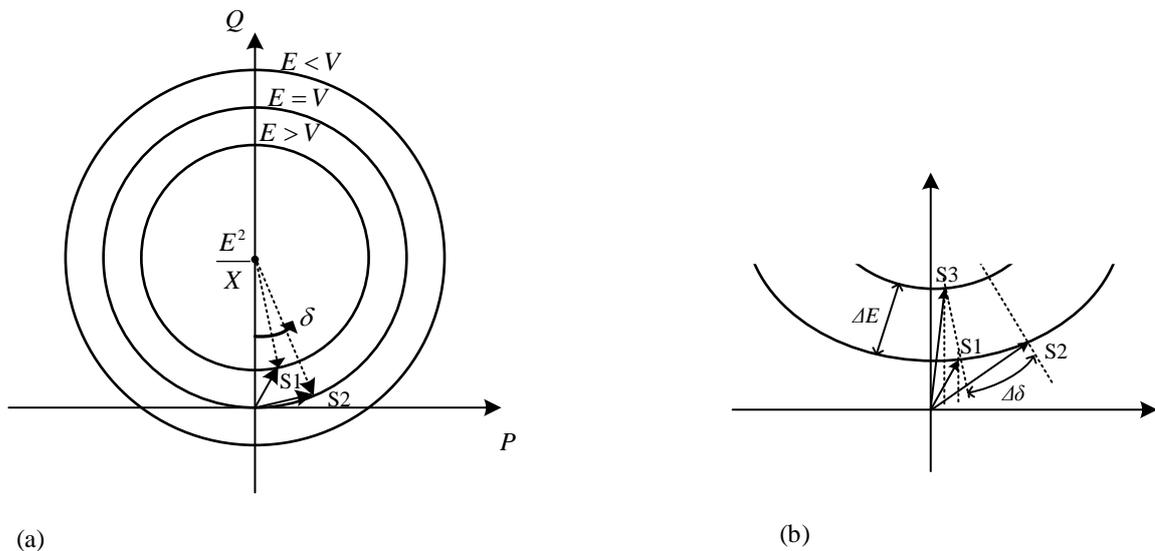


Figura 12 – Diagrama circular de potência de um conversor conectado a um barramento infinito com linha elétrica de conexão com impedância indutiva, onde não se tem problemas significativos devido ao acoplamento das potências ativa e reativa. (a) Para valores diferentes tensões V e variação crescente do ângulo de carga do conversor δ . (b) Para uma redução da tensão V e um aumento do ângulo de carga δ .

Os três círculos apresentados na Figura 12-(a) são referentes a três níveis distintos de tensão V . Observa-se que para uma tensão V menor do que E , e um ângulo δ próximo à zero, o fluxo de potência reativa do conversor para a rede é positivo ($Q > 0$). Para a situação em que V é maior do que E , e considerando o ângulo δ próximo à zero, o fluxo de potência reativa do conversor para a rede é negativo ($Q < 0$). Considerando-se na Figura 12-(b) uma variação de potência aparente de $S1$ até $S2$, referente à variação $\Delta\delta$, observa-se uma variação predominante da potência aparente sobre o eixo P (potência ativa). Observa-se também que para uma variação de potência aparente de $S1$ até $S3$, referente à variação ΔV , ocorre uma variação da potência aparente, predominantemente sobre o eixo Q (potência reativa). Essa análise teve o objetivo de

mostrar que em uma linha elétrica com reatância indutiva predominante o problema de acoplamento entre P e Q é irrisório. Isso ocorre pelo fato do centro do diagrama de potência estar no eixo Q (eixo imaginário). O centro do diagrama de potência (C) pode ser escrito, em função da impedância da linha, da seguinte forma:

$$C = \frac{E^2}{Z^2}(R + jX), \quad (10)$$

onde Z é a impedância da linha, R é a resistência da linha e X é a reatância da linha. Para o caso anterior, considerou-se $R \cong 0$, o que resulta em relação R/X próxima de zero. Entretanto, para valores maiores de R , como no caso de redes de distribuição em baixa tensão, a relação R/X pode ser maior do que 1 (BRABANDERE *et al.*, 2007). Analisando (10), observa-se que o centro C do diagrama, para R igual à X , se desloca no sentido horário, entre os eixos Q e P positivos. Nesse caso, em uma análise semelhante à realizada na Figura 12-(b), seria possível observar que as variações ocorridas, tanto na tensão V quanto no ângulo de carga δ , levariam a variações tanto na potência ativa quanto na potência reativa, o que caracterizaria o acoplamento de potência ativa com a potência reativa (AZEVEDO, 2011; FILHO, 2009, BRABANDERE *et al.*, 2007, BERGEN *et al.*, 2000).

Evidencia-se que impedância de conexão afeta diretamente a posição do centro do diagrama do círculo da potência. No caso de relações R/X elevadas, as leis de controle apresentadas em (6) e (7) não resultam em um bom desempenho dinâmico, podendo resultar na instabilidade do sistema (AZEVEDO, 2011; FILHO, 2009). Uma estratégia para melhorar o comportamento dinâmico do sistema é a aplicação de uma transformação linear para prover o desacoplamento entre as grandezas P e Q . Essa transformação linear pode ser estabelecida por meio do diagrama circular de potência. Essa transformação resulta em um fraco acoplamento entre P e Q , semelhante ao caso em que a impedância de linha é predominantemente indutiva. A metodologia em questão foi proposta a partir de uma análise da equação do fluxo de potência ativa e reativa de acordo, considerando os parâmetros de impedância de linha de conexão (AZEVEDO, 2011). O desacoplamento é realizado por uma transformação linear dada por (BRABANDERE *et al.*, 2007; GUERREIRO *et al.*, 2006):

$$\begin{bmatrix} P' \\ Q' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & -\cos \theta \\ \cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix}, \quad (11)$$

Onde θ é o ângulo referente a impedância da linha de conexão, juntamente com a impedância de saída do filtro do conversor (GUERRERO *et al.*, 2006; FILHO, 2009).

A aplicação da transformação linear apresentada acima desacopla a influência da malha de controle de potência ativa sobre a malha de controle de potência reativa e vice-versa, mitigando o problema de instabilidade que pode ser causado pela elevada resistência da rede. Dessa maneira, garante-se as características de acoplamento mostradas para o caso em que a linha possui impedância predominantemente indutiva. As regras de inclinação apresentadas em (6) e (7), considerando-se a transformação apresentada, são (FILHO, 2009):

$$\omega_i = \omega_0 - K_p ((P_{med} - P_0)\sin\theta - (Q_{med} - Q_0)\cos\theta), \quad (12)$$

$$E = E_0 - K_q ((P_{med} - P_0)\cos\theta + (Q_{med} - Q_0)\sin\theta). \quad (13)$$

De acordo com Azevedo (2011), quando a relação R/X é desconhecida, pode-se considerar R igual a X, a fim de se obter um bom compromisso entre o funcionamento do método e sua precisão.

3.3.2 Operação Mestre-Escravo

Conforme a análise realizada na subseção 3.3.1, o compartilhamento adequado da demanda de carga da microrrede entre os conversores formadores de rede, utilizando a técnica de controle por inclinação, é um desafio de controle, devido às características típicas da rede elétrica das microrredes (FILHO, 2009; GUERREIRO *et al.*, 2006). Uma das maiores vantagens da configuração multi-mestre é possibilitar a operação de microrredes com pequenas unidades de geração, onde não há uma unidade de geração dominante. No caso da microrrede considerada neste trabalho, a configuração mestre-escravo é mais indicada devido à maior simplicidade da estratégia de controle (FILHO, 2009; GUERREIRO *et al.*, 2006).

Na configuração mestre-escravo, apenas o conversor mestre (CM) atua como fonte de tensão conforme o diagrama mostrado na Figura 10-(a). Ele é responsável por definir e controlar a tensão e a frequência da microrrede. Os conversores escravos (CE) atuam como fontes de corrente, com referência de corrente fornecida por um algoritmo MPPT ou pela central de controle da microrrede (ou MGCC do inglês, *Microgrid Central Controller*) (HATZIARGYRIOU, 2014; MOHD *et al.*, 2010). A configuração mestre-escravo não possui problemas com compartilhamento de carga, relacionados à impedância de rede, pelo fato de

haver apenas um inversor mestre. Dessa forma, o controle central da microrrede pode realizar o monitoramento da carga consumida da microrrede através dos medidores eletrônicos (ou EM, do inglês, *Electronic Meter*) e enviar referências de potências a todos os conversores estáticos presentes na microrrede. Uma grande vantagem da configuração mestre-escravo, é que as variações de frequência e tensão que estão presentes no controle por inclinação, não são um problema relevante, pois não há variações significativas de frequência e magnitude da tensão na microrrede pelo fato do conversor estático de potência do lado da rede ter um tempo de resposta muito rápido. Na Figura 13, apresenta-se um diagrama de uma microrrede utilizando a configuração mestre-escravo.

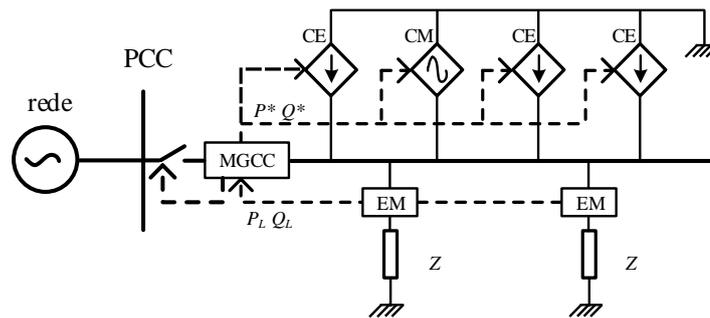


Figura 13 – Microrrede baseada na configuração mestre-escravo.

A malha de controle do CLR do conversor mestre é responsável pelo controle da magnitude e da frequência da tensão da microrrede. Dessa maneira, faz-se necessário utilizar um dispositivo auxiliar para o controle da tensão do barramento CC, de forma a assegurar a estabilidade do CM durante os transitórios de carga e vento ocorridos na microrrede (YUAN *et al.*, 2009). A microrrede considerada no presente trabalho possui uma unidade eólica como fonte primária de energia que alimenta o CM, com capacidade de atender 100% da carga nominal da microrrede.

Conforme mencionado, as referências de frequência e de tensão da microrrede são fixas, devido à existência de somente um CM. A referência de frequência da microrrede utilizada no controle do CM é definida por uma malha de sincronismo de fase virtual (PLL, do inglês *Phase Locked Loop*) (HARUNI, *et al.*, 2012). No Capítulo 4 são mostradas as malhas de controle empregadas no CLR, bem como os modelos dinâmicos que representam os comportamentos dinâmicos de interesse da microrrede adotada nesse trabalho.

Conforme já mencionado, na operação da microrrede ilhada autônoma na configuração mestre-escravo, a regulação de frequência na microrrede não é um problema. Entretanto, a regulação da tensão do barramento CC do conversor estático de potência da unidade eólica (CM), juntamente com a regulação de velocidade da turbina eólica, são os

grandes problemas de controle. Portanto, o foco principal desse trabalho, está na estabilidade da tensão do barramento CC e no emprego de uma malha suplementar de regulação da tensão do barramento CC do CM associada a um gerador diesel conectado ao barramento CA da microrrede ilhada autônoma. O gerador diesel é a unidade escravo da microrrede e também tem a função auxiliar de regular da tensão do barramento CC, juntamente com uma carga *dump*. Para uma avaliação mais completa a respeito das características de operação da microrrede, é importante possuir o modelo matemático que representa o comportamento dinâmico desta, pois através desse modelo em questão, pode-se analisar a estabilidade da microrrede, bem como a utilização de ferramentas analíticas de projetos de controladores.

3.3.3 Hierarquia de Controle de Microrredes

Em microrredes a operação coordenada é fundamental para o correto funcionamento da microrrede. Da mesma forma, que em sistemas de potência de grande porte, uma microrrede também possui uma estrutura hierárquica de controle composta por diferentes níveis de controle. Tais níveis, normalmente são chamados de controle primário, secundário e terciário. O controle primário é baseado exclusivamente em medidas locais e não requer sistema de comunicação, já o controle secundário e o controle terciário requerem sistemas de comunicação. A Figura 14 mostra uma estrutura típica de hierarquia de controle em microrredes.

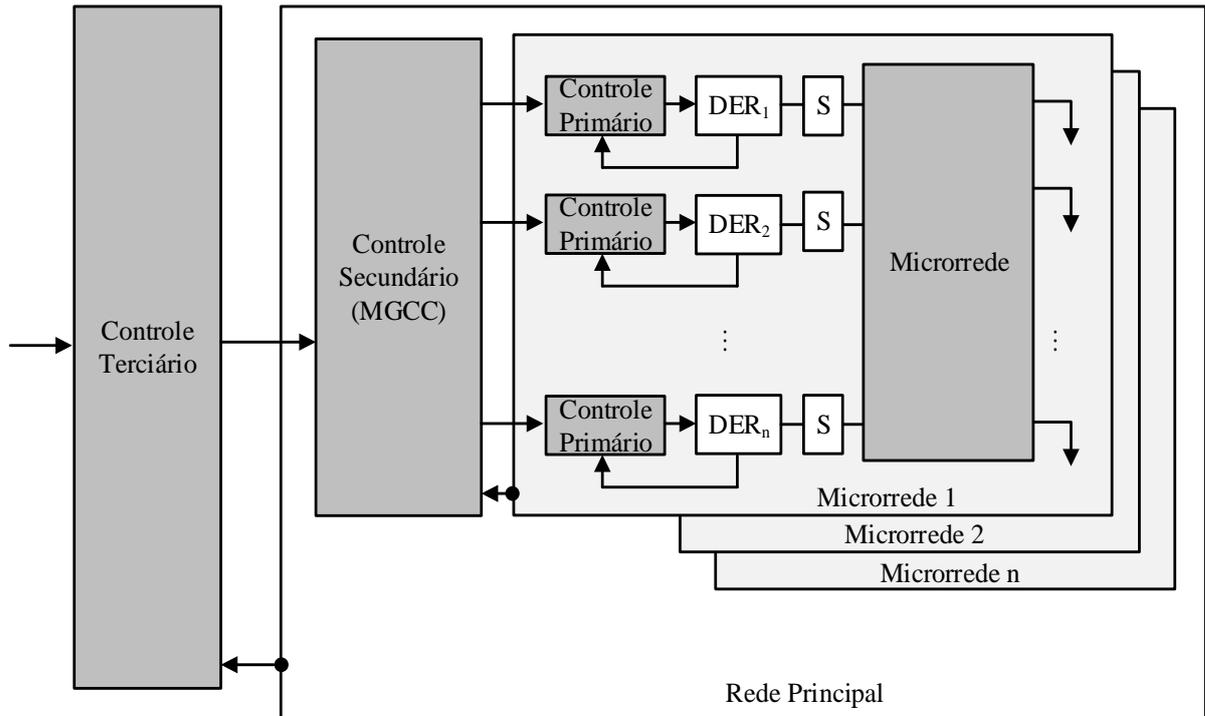


Figura 14 – Níveis de hierarquia de controle: Controle primário, controle secundário e controle terciário. Fonte: (OLIVARES *et al.*, 2014).

A técnica de controle mestre-escravo está no contexto do controle primário, da mesma forma que o controle por inclinação. Ambas as técnicas estão inseridas no primeiro nível de controle da microrrede, no contexto da hierarquia de controle da microrrede. No contexto da microrrede estudada, as malhas de controle propostas fazem parte do controle primário, onde o gerador diesel e a *dump load* estão localizados próximos a unidade eólica, de modo a dispensar um sistema de comunicação. O controle secundário é referido como central de gerenciamento da microrrede, sendo responsável pela operação confiável e econômica da microrrede. Dentre as funções do MGCC, está a otimização do despacho das unidades geradoras da microrrede por meio da coordenação das mesmas. O MGCC pode fornecer os valores de referências de geração para os controladores das unidades geradoras. É importante salientar que o MGCC está no nível mais alto da hierarquia de controle da microrrede. No caso das unidades geradoras da microrrede utilizarem o controle por inclinação, o MGCC é utilizado para fornecer parâmetros de referência de tensão e frequência para os conversores formadores de rede e potências ativa e reativa de referência para conversores de suporte à rede. No caso da microrrede proposta, o MGCC pode fornecer as referências iniciais de operação, tais como potência inicial de operação do gerador a diesel ou potência de dissipação da *dump load*. Outra característica do MGCC, é auxiliar na etapa de resincronização da microrrede. A resincronização da microrrede com a rede principal após um evento de ilhamento é também uma atribuição do controle secundário

(OLIVARES, *et al.*, 2014; GUERREIRO *et al.*, 2011). O controle terciário é responsável pela coordenação da operação de múltiplas microrredes que interagem umas com as outras.

4 MODELAGEM DA MICRORREDE EM ESTUDO

Os estudos da dinâmica e controle de sistemas elétricos de potência são geralmente realizados baseando-se em modelos dinâmicos que descrevem o comportamento de interesse do sistema. Nesse trabalho, a disponibilidade do modelo dinâmico da microrrede é fundamental para análise e projeto dos controladores de tensão do barramento CC adicionados ao gerador a diesel e a *dump load*. Dispondo-se do modelo dinâmico da microrrede, pode-se empregar ferramentas analíticas para a realização de análises do comportamento dinâmico do sistema e projeto de controladores.

Este capítulo apresenta o modelo dinâmico da microrrede adotada no estudo proposto. Com exceção do barramento CC e da *dump load*, todos os demais componentes presentes na microrrede são modelados no referencial síncrono em coordenadas $dq0$. Todas as grandezas descritas com uma barra superior são quantidades referidas em p.u.. Busca-se com os modelos obtidos representar o comportamento dinâmico da microrrede com geração eólica dominante, levando em consideração as dinâmicas que afetam o equilíbrio de potência no barramento CC do conversor da unidade eólica e outras dinâmicas relevantes para o estudo proposto.

A microrrede adotada é composta por: uma unidade eólica com gerador síncrono de polos salientes com excitação independente, conectada ao barramento de carga por meio de um conversor de potência do tipo *back-to-back*; um gerador a diesel, equipado com um gerador síncrono que é conectado ao barramento CA da microrrede; uma *dump load* no barramento CC do conversor da unidade eólica. A carga da microrrede é representada por um modelo do tipo impedância constante. Considera-se que a microrrede opera com tensões e cargas equilibradas. A representação do modelo matemático da microrrede é realizada na forma de espaço de estados, entretanto, quando conveniente, o modelo é apresentado em forma de função de transferência. Na Figura 15, apresenta-se uma visão geral dos componentes empregados na microrrede.

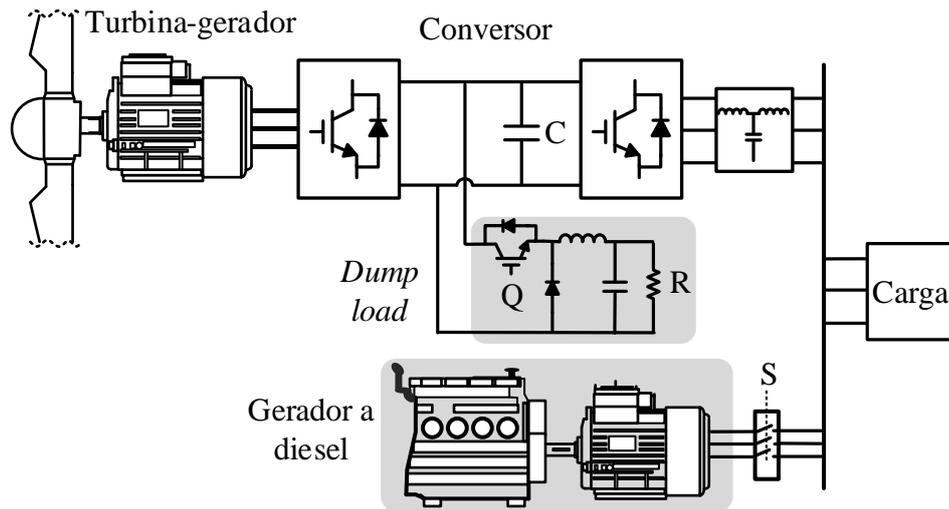


Figura 15 – Componentes da microrrede adotada no estudo proposto.

4.1 Modelo da Máquina Síncrona Trifásica

Uma máquina síncrona, sob o aspecto construtivo, é composta por dois elementos principais: o rotor e o estator (ANAYA-LARA, 2009). No rotor, está localizado o enrolamento de campo, com alimentação em corrente contínua. No estator, estão localizados os enrolamentos trifásicos, onde circulam correntes alternadas. A modelagem da máquina síncrona trifásica em coordenadas $dq0$ é apresentada com detalhes em Krause (2013) e Anaya-Lara (2009). Nesse trabalho, mostram-se as equações diferenciais das correntes elétricas do gerador síncrono após algumas manipulações algébricas, já na forma de espaço de estados. A máquina síncrona trifásica é representada em dois eixos ortogonais, onde o eixo direto d está alinhado ao enrolamento de campo e o eixo em quadratura q é posicionado 90° adiantado ao eixo d (ANAYA-LARA, 2009).

O modelo elétrico detalhado do gerador síncrono leva em consideração vários efeitos devido aos diferentes circuitos elétricos da máquina e tipicamente pode ser representado por seis equações diferenciais que descrevem o comportamento das correntes típicas do rotor e estator da máquina (BOLAÑOS, 2012). Normalmente em estudos de estabilidade, sem prejuízo para o estudo, pode-se desprezar os efeitos dinâmicos dos enrolamentos amortecedores e o efeito da corrente parasita e dos enrolamentos do estator da máquina síncrona, bem como, os efeitos de saturação das indutâncias dos enrolamentos da máquina síncrona (REZA *et al.*, 2012). No entanto, de acordo com Bolaños (2012), as dinâmicas das correntes dos enrolamentos do estator podem ser consideradas, uma vez que a velocidade da resposta transitória das mesmas

é compatível com as respostas transitórias dos conversores estáticos de potência. O modelo elétrico do gerador síncrono, tendo as correntes elétricas como variáveis de estado, desconsiderando as correntes elétricas dos enrolamentos amortecedores e as correntes parasitas, no plano de referência do rotor em coordenadas $dq0$, são dadas por (ANAYA-LARA, 2009):

$$\frac{\bar{L}_{fd}}{\omega_b} \frac{d\bar{i}_{fd}}{dt} = -\bar{R}_{fd} \bar{i}_{fd} + \frac{\bar{L}_{md}}{\omega_b} \frac{d\bar{i}_d}{dt} + \bar{V}_{fd}, \quad (14)$$

$$\frac{\bar{L}_d}{\omega_b} \frac{d\bar{i}_d}{dt} = -\bar{R}_a \bar{i}_d + \bar{L}_q \bar{i}_q \bar{\omega}_e + \frac{\bar{L}_{md}}{\omega_b} \frac{d\bar{i}_{fd}}{dt} - \bar{V}_d, \quad (15)$$

$$\frac{\bar{L}_q}{\omega_b} \frac{d\bar{i}_q}{dt} = -\bar{R}_a \bar{i}_q - \bar{L}_d \bar{i}_d \bar{\omega}_e + \bar{L}_{md} \bar{i}_{fd} \bar{\omega}_e - \bar{V}_q, \quad (16)$$

onde \bar{i}_{fd} e \bar{V}_{fd} representam a corrente e a tensão do enrolamento de campo, respectivamente, \bar{i}_d e \bar{V}_d representam a corrente e a tensão de eixo direto, respectivamente, \bar{i}_q e \bar{V}_q representam a corrente e a tensão de eixo em quadratura, respectivamente e $\bar{\omega}_e$ é a velocidade elétrica, definida por $\bar{\omega}_e = \omega_e / \omega_b$, onde ω_e [rad · s⁻¹] é a velocidade angular elétrica e, ω_b é a velocidade angular elétrica de base; \bar{L}_d e \bar{L}_q representam, respectivamente, as indutâncias de eixo direto e eixo quadratura, \bar{L}_{fd} é a indutância própria do circuito de campo, \bar{L}_{md} é a indutância mútua de eixo direto, \bar{R}_a e \bar{R}_{fd} representam, respectivamente, as resistências de armadura e resistência de enrolamento de campo. Em (14), $\bar{V}_{fd} = \bar{E}_{fd} \frac{\bar{R}_{fd}}{\bar{\omega}_e \bar{L}_{md}}$, onde \bar{E}_{fd} representa a tensão de campo equivalente (ANAYA-LARA, 2009). Salienta-se que o modelo apresentado em (14) - (16), é utilizado para representar as correntes do gerador síncrono da unidade eólica e do gerador síncrono da unidade diesel de geração.

O modelo do sistema de excitação do gerador síncrono da unidade eólica, bem como o modelo mecânico empregado para o gerador síncrono da unidade eólica, são diferentes do modelo do sistema de excitação empregado no gerador síncrono do gerador a diesel e do modelo mecânico do gerador síncrono do gerador a diesel. Para os modelos em questão, serão apresentados primeiramente os modelos empregados no gerador síncrono da unidade eólica e, em seguida os modelos empregados no gerador síncrono da unidade a diesel.

O controle da excitação do gerador síncrono da unidade eólica é realizado empregando-se um controlador do tipo proporcional-integral, afim de manter a tensão terminal

constante. A tensão terminal \bar{V}_t é comparada com a tensão de referência \bar{V}_{ref} e por meio do controlador é gerada a tensão \bar{E}_{fd} , conforme ilustrado na Figura 16.

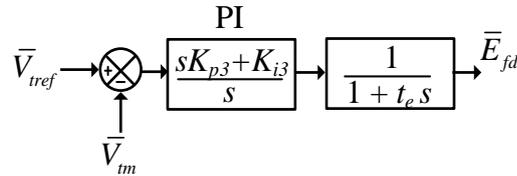


Figura 16 – Diagrama de blocos do controlador de tensão e do sistema de excitação do gerador síncrono da unidade eólica.

Na Figura 16, K_{p3} e K_{i3} são os ganhos proporcional e integral do controlador, respectivamente. A tensão terminal \bar{V}_t do gerador é dada por (ACKERMANN, 2005):

$$\bar{V}_t = \sqrt{(-\bar{R}_a \bar{i}_q - \bar{L}_d \bar{i}_d \bar{\omega}_e + \bar{i}_{fd} \bar{L}_{md} \bar{\omega}_e)^2 + (-\bar{R}_a \bar{i}_d - \bar{L}_q \bar{i}_q \bar{\omega}_e)^2}. \quad (17)$$

No contexto da turbina eólica, a dinâmica torcional do conjunto turbina-gerador não afeta de forma relevante o comportamento elétrico da microrrede adotada. Dessa forma, considera-se que o eixo que conecta a turbina eólica ao gerador da unidade eólica é rígido e sem elasticidade, de modo a se comportar como uma única massa (ROCHA, 2008). Portanto, a dinâmica da velocidade normalizada do conjunto turbina-gerador $\bar{\omega}_w$, considerando que o modelo de uma massa da turbina eólica é dado por (PERDANA, 2008):

$$\frac{d\bar{\omega}_w}{dt} = \frac{S_b}{\omega_{bm}^2 j_{tg} \bar{\omega}_w} (\bar{P}_{tur} - \bar{P}_e), \quad (18)$$

onde j_{tg} [kg · m²] é o momento de inércia do conjunto turbina-gerador, $\bar{\omega}_w = \omega_{we} / \omega_b$, onde ω_{we} [rad · s⁻¹] é a velocidade angular elétrica e, $\bar{\omega}_w$ é igual a $\bar{\omega}_e$ em (15) - (16) e, ω_b [rad · s⁻¹] é a velocidade angular elétrica de base, ω_{bm} [rad · s⁻¹] é velocidade mecânica de base da turbina em [rad · s⁻¹]; A relação entre as velocidades angulares de base mecânica e elétrica é dada por:

$\omega_b = \frac{p}{2} \omega_{bm}$, onde p é o número de polos do gerador; \bar{P}_{tur} é a potência mecânica disponível no eixo da turbina dada pela expressão (2), \bar{P}_e é a potência elétrica ativa do gerador e S_b [VA] é a

potência de base. A potência elétrica \bar{P}_e é dada por: $\bar{P}_e = \bar{T}_e \bar{\omega}_w$, onde \bar{T}_e pode ser escrito da seguinte forma (ANAYA-LARA, 2009):

$$\bar{T}_e = \bar{L}_{md} \bar{i}_{fd} \bar{i}_q - (\bar{L}_d - \bar{L}_q) \bar{i}_d \bar{i}_q. \quad (19)$$

Devido ao desacoplamento da frequência do gerador síncrono da unidade eólica com a frequência da microrrede, causado pelo conversor, não é empregada a equação do ângulo de carga no modelo eletromecânico do conjunto turbina-gerador da unidade eólica (YAZDANI *et al.*, 2006).

O gerador síncrono do gerador a diesel opera em modo de controle de potência reativa. Considerando a premissa de que a tensão é diretamente proporcional a potência reativa, utiliza-se o modelo do sistema de excitação do tipo ST1. Esse sistema utiliza um transformador com retificador estático como fonte de corrente para o circuito de campo (OLIVEIRA, 2006). Na Figura 17, apresenta-se o modelo simplificado de primeira ordem do sistema de excitação do tipo ST1, que considera o controlador do tipo proporcional, a excitatriz e um sinal estabilizante.

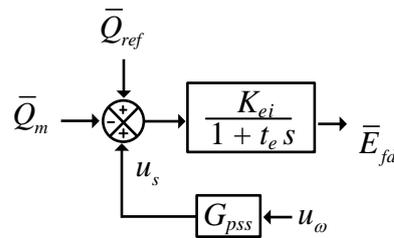


Figura 17 – Diagrama de blocos do regulador do tipo ST1 simplificado.

Na Figura 17, K_{ei} e T_{ei} são o ganho proporcional do controlador e a constante de tempo da excitatriz, respectivamente; \bar{Q}_{ref} é a potência reativa de referência e \bar{Q}_m é a potência reativa de saída do gerador, representada por:

$$\bar{Q}_m = \bar{V}_q \bar{i}_d - \bar{V}_d \bar{i}_q, \quad (20)$$

onde \bar{i}_q , \bar{i}_d , \bar{V}_q e \bar{V}_d são as correntes e tensões do gerador síncrono da unidade de geração a diesel. O bloco G_{pss} representa um estabilizador de sistemas de potência (PSS, do inglês *Power System Stabilizer*) que é utilizado frequentemente para fornecer amortecimento para as oscilações pouco amortecidas de geradores síncronos, tais como oscilações eletromecânicas; u_ω normalmente representa o sinal de desvio de velocidade angular do rotor, mostrada

posteriormente e u_s representa o sinal estabilizador adicionado à referência do regulador de tensão. É importante mencionar que em regime permanente, a saída u_s é nula.

A inclusão do estabilizador de sistemas de potência, nesse trabalho, foi definida de acordo com a verificação da presença e da origem de oscilações pouco amortecidas a partir de análises dos autovalores e fatores de participação do modelo linear do sistema. Maiores detalhes a respeito da estrutura de controle do estabilizador de sistemas de potência utilizado nesse trabalho podem ser obtidos em (OLIVEIRA, 2006).

O modelo matemático que representa as características mecânicas do gerador síncrono conectado ao barramento CA da microrrede, possui, além da equação da velocidade, uma equação dinâmica que representa o ângulo do rotor. O ângulo do rotor é obtido em relação a uma referência girante na frequência síncrona (frequência da microrrede, definida pelo conversor estático da unidade eólica, que será abordado com mais detalhes na seção de sistema de coordenadas). A equação diferencial que representa esse ângulo é dada por (KUNDUR, 1994):

$$\frac{d\delta}{dt} = (\bar{\omega}_{GDI} - \bar{\omega}_n)\omega_b, \quad (21)$$

onde δ é o ângulo do elétrico do rotor em relação a referência girante [rad], $\bar{\omega}_{GDI} = \omega_{eGDI} / \omega_b$, onde ω_{eGDI} é a velocidade angular do rotor do gerador [$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$], ω_b é a velocidade angular elétrica de base do sistema [$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$], $\bar{\omega}_n$ é a velocidade síncrona da referência girante da microrrede em p.u..

Em análises de estabilidade de sistemas elétricos de potência, a velocidade do rotor do gerador em valor por unidade, é dada por (KUNDUR, 1994):

$$\frac{d\bar{\omega}_{GDI}}{dt} = \frac{1}{2H}(\bar{P}_m - \bar{P}_e - D\Delta\bar{\omega}), \quad (22)$$

onde H é a constante de inércia do gerador síncrono do gerador diesel dada em segundos, D é a constante de amortecimento, $\Delta\bar{\omega} = \bar{\omega}_{GDI} - 1$ é o desvio de velocidade do rotor em p.u., \bar{P}_m é a potência mecânica da unidade motriz do gerador a diesel. O conjunto de equações dado por (21) e (22), é frequentemente referenciado na literatura como equação de *swing* por descrever as oscilações no ângulo do rotor após aplicação de perturbações no sistema (KUNDUR, 1994). A equação (22), considera que o momento angular do rotor do gerador é constante, devido as

pequenas variações de velocidade do rotor do gerador síncrono da unidade de geração a diesel durante o período transitório (KUNDUR, 1994).

O comportamento dinâmico do gerador diesel, normalmente é dominado pelo comportamento dinâmico do motor diesel (DAS *et al.*, 1999; BOLAÑOS, 2012). É importante salientar que a representação exata do modelo da unidade motriz do gerador diesel é bastante complexa, devido ao atraso de tempo de combustão ser uma função não linear (ROY *et al.*, 1991). No entanto, na representação do modelo matemático de geradores a diesel em análises de estabilidade de sistemas de potência, normalmente a representação do atraso de tempo de combustão é desprezado (PAPATHANASSIOU *et al.*, 2001; DAS *et al.*, 1999). Dessa forma, a dinâmica do atuador do motor diesel pode ser representada por uma função de transferência de primeira ordem, conforme ilustrado na Figura 18 (DAS *et al.*, 1999).

$$\bar{P}_{GDI} \rightarrow \left[\frac{1}{1 + t_{am}s} \right] \rightarrow \bar{P}_m$$

Figura 18 – Diagrama em blocos do atuador do gerador a diesel.

Na Figura 18, T_{am} é constante de tempo do atuador, \bar{P}_{GDI} e \bar{P}_m são a ação de controle de controle do controlador da tensão do barramento CC, que será apresentado posteriormente, e a potência mecânica entregue ao gerador síncrono do gerador a diesel, respectivamente.

4.2 Modelo do Conversor *Back-to-Back* da Unidade Eólica

O processamento da potência do vento, captada pelos sistemas eólicos de geração com turbinas eólicas de velocidade variável, quando os mesmos são equipados com conversores plenos, normalmente envolve os seguintes estágios: a retificação da potência gerada pela fonte primária, o estágio CC e o estágio de inversão. Normalmente os conversores trifásicos são aplicados na transformação de um nível de tensão CC em tensões trifásicas com amplitude e frequência controladas. Nesse trabalho, um conversor trifásico é aplicado no controle do gerador eólico, operando como retificador controlado, de modo a controlar indiretamente o fluxo de potência ativa no sentido do gerador trifásico para o barramento CC, e o outro conversor trifásico é aplicado como inversor, de modo a controlar a magnitude e a frequência

da tensão da microrrede. Nessa seção, abordam-se tais estágios com seus respectivos controles associados, com exceção do estágio CC.

O conversor *back-to-back* é bastante comum em unidades eólicas de velocidade variável baseadas em GIDA sendo utilizado normalmente para controlar as correntes do rotor, a fim de permitir o intercâmbio de potência entre o rotor e a rede (TARNOWSKI, 2006). Normalmente tais conversores são empregados na configuração fonte de tensão (VSI, do inglês, *Voltage Source Inverter*) e controlados por PWM, com um barramento CC compartilhado. A maturidade do desenvolvimento de conversores *back-to-back* aplicados à sistemas eólicos de geração de energia, já permite que sejam encontradas soluções comerciais modulares com escalas de potência da ordem de MW. A fabricante Siemens, por exemplo, fornece uma solução baseada na tecnologia IGBT, capaz de atender potências de 1,5 até 8 MW, podendo ser aplicada em sistemas eólicos equipados com geradores síncronos eletricamente excitados, geradores síncronos a ímãs permanentes, geradores de indução com rotor gaiola de esquilo e geradores de indução duplamente alimentados (SIEMENS, 2015).

4.2.1 Controle do Conversor do Lado do Gerador

O conversor do lado do gerador adotado nesse trabalho é um retificador trifásico controlado a IGBT na configuração fonte de tensão conectado ao gerador síncrono da unidade eólica. O conversor do lado do gerador eólico, tem função de controlar a velocidade da turbina eólica por meio do controle das correntes de eixo direto e eixo em quadratura do gerador. A referência de corrente de eixo em quadratura é gerada pela malha de controle de velocidade da turbina eólica, que será melhor detalhada no capítulo 5, onde se aborda a estratégia de controle de velocidade da turbina eólica. A corrente de eixo direto é controlada de modo a ser igual a zero, assim a magnitude da corrente do estator é igual a magnitude da corrente de eixo em quadratura, de modo que o torque elétrico é proporcional apenas à corrente de eixo em quadratura do estator do gerador (KAZMIERKOWSKI *et al.*, 2002).

As malhas de controle das correntes de eixo direto e eixo em quadratura do gerador eólico são modeladas, de acordo com as equações do modelo do gerador, o qual foi apresentado nas expressões (14)-(16). Conforme observado nessas expressões, há um acoplamento entre as correntes de eixo direto e eixo em quadratura do gerador eólico, que em altas velocidades se torna mais significativo. A compensação desses termos de acoplamento em questão é normalmente realizada, calculando-se as correntes do gerador em coordenadas síncronas e

somando seu simétrico a saída do controlador. Dessa forma, o emprego de um controlador do tipo proporcional integral é suficiente para controlar as correntes do gerador com erro zero em regime permanente e de forma independente (BERNARDES, 2009). Na Figura 19, mostra-se um diagrama do controle do conversor do lado do gerador da unidade eólica.

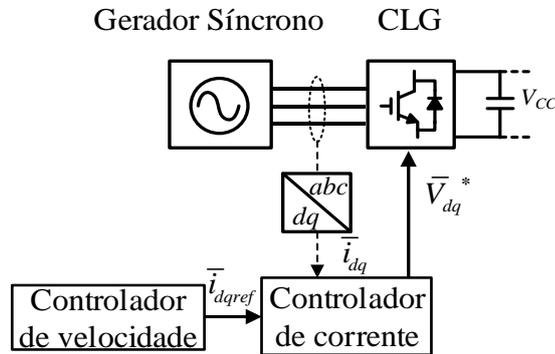


Figura 19 – diagrama esquemático do controle do conversor do lado do gerador.

As entradas de controle do gerador síncrono da unidade eólica são as tensões \bar{V}_d e \bar{V}_q do estator do gerador, conforme mostrado em (15)-(16). Dessa maneira, a ação de controle será referida como \bar{V}_d^* e \bar{V}_q^* .

- Modelo do controlador da corrente de eixo em quadratura

Uma mudança de variável é realizada com base na expressão (16) para definir a ação de controle:

$$\bar{V}_q^* = -\bar{L}_d \bar{i}_d \bar{\omega}_e + \bar{L}_{md} \bar{i}_{fd} \bar{\omega}_e - u_{sq}, \quad (23)$$

onde u_{sq} é a saída do controlador de corrente de eixo em quadratura mostrado na Figura 20.

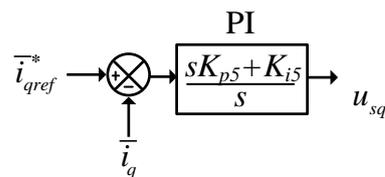


Figura 20 – diagrama em blocos do controlador de corrente de eixo q do gerador síncrono da unidade eólica.

Na Figura 20, i_{qref} é a referência da corrente de eixo em quadratura determinada pelo controlador de velocidade, K_{p5} e K_{i5} são os ganhos proporcional e integral,

respectivamente do controlador de corrente de eixo em quadratura do gerador síncrono. O controlador de velocidade será descrito no Capítulo 5.

- Modelo do controlador da corrente de eixo direto

Similarmente, a malha de controle da corrente de eixo direto do gerador eólico é obtida da expressão (15). Observa-se a presença do termo $\bar{L}_{md} \frac{d\bar{i}_{fd}}{dt}$, que realiza o acoplamento de \bar{i}_{fd} com \bar{i}_d . A derivada em questão tende a zero após o período transitório ($\bar{L}_{md} \frac{d\bar{i}_{fd}}{dt} = 0$), e pode ser desconsiderado na ação de controle (YAZDANI *et al.*, 2006; QUÉVAL *et al.*, 2012) que é dada por:

$$\bar{V}_d^* = \bar{L}_q \bar{i}_q \bar{\omega}_e - u_{sd}, \quad (24)$$

onde u_{sd} é a saída do controlador de corrente de eixo direto mostrado na Figura 21.

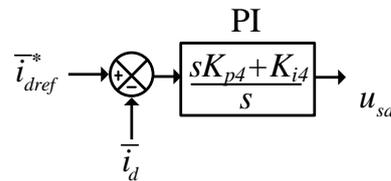


Figura 21 - diagrama em blocos do controlador de corrente de eixo d do gerador síncrono da unidade eólica.

Na Figura 21, \bar{i}_{dref} é a referência da corrente de eixo em direto do gerador eólico, aqui considerada igual a zero ($\bar{i}_{dref}^* = 0$), K_{p4} e K_{i4} são os ganhos do controlador de corrente de eixo direto do gerador síncrono da unidade eólica. Na Figura 22, apresenta-se o diagrama completo das malhas de controle das correntes de eixo direto e eixo em quadratura do gerador eólico.

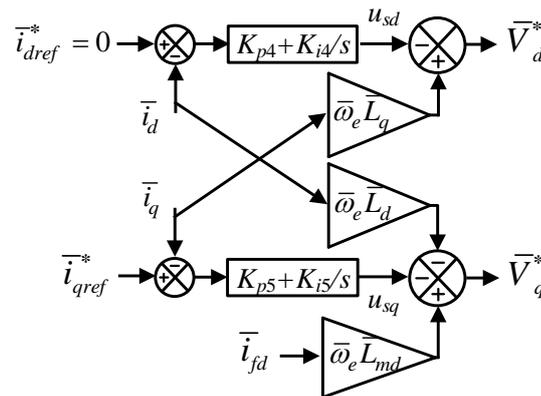


Figura 22 – Malhas de controle de corrente do gerador síncrono da unidade eólica.

4.2.2 Controle do Conversor do Lado da Rede

O conversor do lado da rede é controlado no modo Vf, conforme já mencionado previamente. A estrutura de controle empregada no conversor em questão pode ser dividida em duas malhas: uma malha mais externa de controle de tensão e uma mais interna de controle de corrente. Ambas as malhas de controle possuem controladores do tipo proporcional integral. Os controladores de tensão atuam com base na diferença entre o valor medido e o valor de referência das tensões de eixo direto (\bar{v}_{od} e \bar{v}_{odref}) e das tensões de eixo em quadratura (\bar{v}_{oq} e \bar{v}_{oqref}) do capacitor do filtro LCL. A malha de controle de tensão de eixo direto gera o valor da corrente de referência (\bar{i}_{idref}^*) para o controlador de corrente de eixo direto, e o controlador de tensão de eixo em quadratura gera o valor da corrente de referência (\bar{i}_{iqref}^*) para o controlador de corrente de eixo em quadratura. Os controladores de corrente atuam com base na diferença entre o valor medido e o valor de referência da corrente de eixo direto (\bar{i}_{id} e \bar{i}_{idref}^*) e da corrente de eixo em quadratura (\bar{i}_{iq} e \bar{i}_{iqref}^*) do indutor do lado do conversor do filtro LCL. As tensões de eixo direto e eixo em quadratura na saída do filtro LCL são \bar{v}_{bd} e \bar{v}_{bq} .

Na Figura 23, apresenta-se o diagrama esquemático dos controladores empregados no conversor do lado da rede.

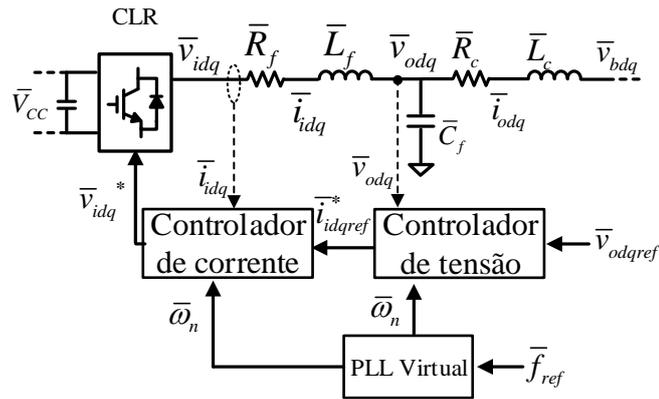


Figura 23 – Diagrama esquemático dos controladores do conversor do lado da rede.

Considera-se que o conversor é capaz de produzir a tensão requerida, estando o índice de modulação dentro de seus limites (POGAKU, 2007). De acordo com Bernardes (2009), considerando a modulação *space vector*, a relação entre a tensão de pico de linha do lado AC e a tensão mínima do lado CC, fornece o índice de modulação máximo, que na região linear é de 0,907.

- Malha de controle de tensão

O controle de tensão é realizado em coordenadas síncronas, de tal forma que a magnitude da tensão de referência esteja alinhada ao eixo direto do sistema de coordenadas global ($\bar{v}_{odref} = 1$ p.u.), e a magnitude da tensão de eixo em quadratura seja definida em zero ($\bar{v}_{oqref} = 0$ p.u.).

A ação de controle somada ao termo de desacoplamento é dada por (POGAKU *et al.*, 2007; GUO *et al.*, 2014):

$$\bar{i}_{idref} = -\bar{C}_f \bar{v}_{oq} \bar{\omega}_n + u_{od}, \quad (25)$$

$$\bar{i}_{iqref} = \bar{C}_f \bar{v}_{od} \bar{\omega}_n + u_{oq}, \quad (26)$$

onde \bar{C}_f é a capacitância do capacitor do filtro LCL, $\bar{\omega}_n = \frac{\omega_n}{\omega_b}$ é a frequência da microrrede definida pelo circuito de captura de fase virtual em p.u. (PLL virtual), sendo $\omega_n = 377$ [rad·s⁻¹] e $\omega_b = \omega_s = 377$ [rad·s⁻¹], u_{od} e u_{oq} são as ações de controle do controlador proporcional-integral, conforme ilustrado na Figura 24.

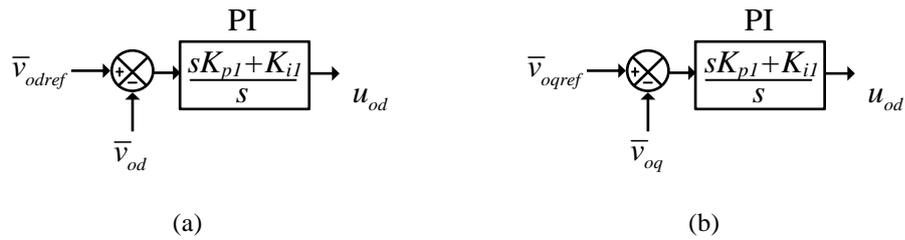


Figura 24 – Diagrama em blocos dos controladores de tensão do conversor do lado da rede. (a) Controlador de tensão de eixo direto. (b) Controlador de tensão de eixo em quadratura.

Na Figura 24, K_{p1} e K_{i1} são os ganhos proporcional e integral do controlador de tensão de eixo direto e em quadratura do conversor do lado da rede.

- Malha de controle de corrente

A malha mais interna de controle do conversor do lado da rede controla a corrente do indutor do lado do conversor do filtro LCL, conforme já mencionado. As leis de controle do controlador de corrente, considerando o termo de desacoplamento são dadas por (POGAKU *et al.*, 2007; GUO *et al.*, 2014):

$$\bar{v}_{id}^* = -\bar{L}_f \bar{i}_{iq} \bar{\omega}_n + u_{id}, \quad (27)$$

$$\bar{v}_{iq}^* = \bar{L}_f \bar{i}_{id} \bar{\omega}_n + u_{iq}, \quad (28)$$

onde \bar{v}_{id}^* e \bar{v}_{iq}^* representam, respectivamente as tensões médias na saída do conversor, \bar{i}_{id} e \bar{i}_{iq} representam, respectivamente as correntes do indutor do lado do conversor (\bar{L}_f), u_{id} e u_{iq} representam as ações de controle dos controladores de corrente do conversor do lado da rede, conforme ilustra a Figura 25.

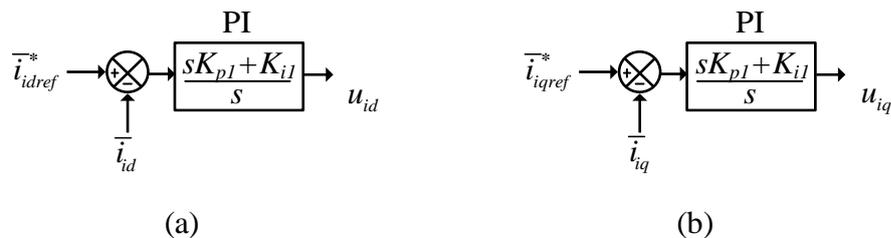


Figura 25 – Diagrama em blocos dos controladores de corrente do conversor do lado da rede. (a) Controlador de corrente de eixo direto. (b) Controlador de corrente de eixo em quadratura.

Na Figura 25, K_{p2} e K_{i2} são os ganhos proporcional e integral do controlador de corrente do conversor do lado da rede. Na Figura 26, apresenta-se o diagrama de controle do

conversor do lado da rede, considerando a malha mais externa de controle de tensão e a malha mais interna de corrente, considerando o desacoplamento das variáveis de eixo direto e eixo em quadratura.

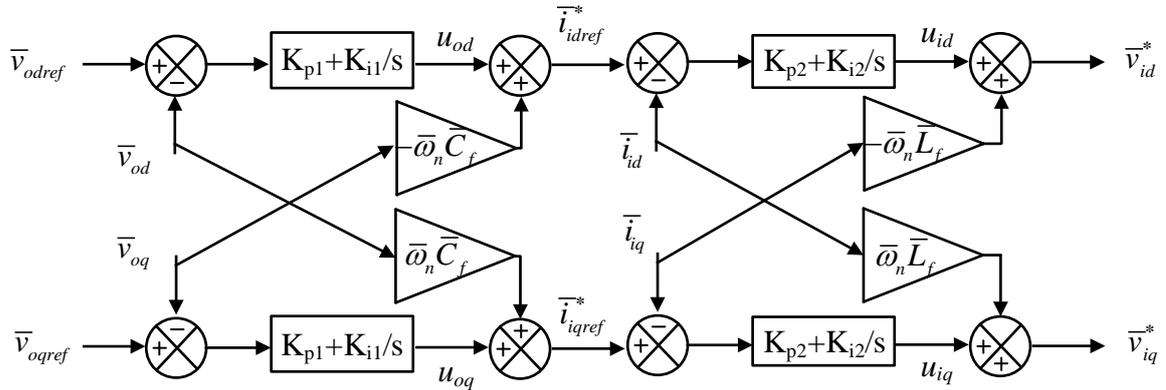


Figura 26 – Diagrama em blocos das malhas de controle do conversor do lado da rede da unidade eólica.

4.3 Modelo do Filtro LCL

O modelo do filtro LCL empregado no conversor é apresentado nesta seção em coordenadas síncronas no referencial $dq0$. O filtro LCL é composto por um indutor de entrada, um indutor de saída e um capacitor no nó central, conforme mostrado da Figura 23. O modelo do conversor empregado neste trabalho, em valor por unidade, é dado por (POGAKU *et al.*, 2007; GUO *et al.*, 2014):

$$\frac{d\bar{i}_{id}}{dt} = (-\bar{r}_f \bar{i}_{id} + \bar{L}_f \bar{i}_{iq} \bar{\omega}_n + \bar{v}_{id}^* - \bar{v}_{od}) \frac{\omega_b}{\bar{L}_f}, \quad (29)$$

$$\frac{d\bar{i}_{iq}}{dt} = (-\bar{r}_f \bar{i}_{iq} - \bar{L}_f \bar{i}_{id} \bar{\omega}_n + \bar{v}_{iq}^* - \bar{v}_{oq}) \frac{\omega_b}{\bar{L}_f}, \quad (30)$$

$$\frac{d\bar{v}_{od}}{dt} = (\bar{C}_f \bar{v}_{oq} \bar{\omega}_n + \bar{i}_{id} - \bar{i}_{od}) \frac{\omega_b}{\bar{C}_f}, \quad (31)$$

$$\frac{d\bar{v}_{oq}}{dt} = (-\bar{C}_f \bar{v}_{od} \bar{\omega}_n + \bar{i}_{iq} - \bar{i}_{oq}) \frac{\omega_b}{\bar{C}_f}, \quad (32)$$

$$\frac{d\bar{i}_{od}}{dt} = (-\bar{r}_c \bar{i}_{od} + \bar{L}_c \bar{i}_{oq} \bar{\omega}_n + \bar{v}_{od} - \bar{v}_{bd}) \frac{\omega_b}{\bar{L}_c}, \quad (33)$$

$$\frac{d\bar{i}_{oq}}{dt} = (-\bar{r}_c \bar{i}_{oq} - \bar{L}_c \bar{i}_{od} \bar{\omega}_n + \bar{v}_{oq} - \bar{v}_{bq}) \frac{\omega_b}{\bar{L}_c}, \quad (34)$$

onde \bar{v}_{id}^* e \bar{v}_{iq}^* representam, respectivamente as tensões médias na saída do conversor, \bar{i}_{id} e \bar{i}_{iq} representam, respectivamente as correntes de eixo direto e eixo em quadratura do indutor do lado do conversor (\bar{L}_f), \bar{i}_{od} e \bar{i}_{oq} representam, respectivamente as correntes de eixo direto e eixo em quadratura do indutor do lado da carga (\bar{L}_c), \bar{v}_{od} e \bar{v}_{oq} representam, respectivamente as tensões de eixo direto e eixo em quadratura no capacitor do filtro (\bar{C}_f), \bar{v}_{bd} e \bar{v}_{bq} representam, respectivamente as tensões de eixo direto e eixo em quadratura da carga, $\bar{\omega}_n$ é a frequência da microrrede, conforme já definido, \bar{r}_f e \bar{L}_f representam, respectivamente a resistência e a indutância do indutor do lado do conversor, \bar{r}_c e \bar{L}_c representam, respectivamente a resistência e a indutância do indutor do lado da carga, \bar{C}_c é a capacitância do capacitor do filtro LCL.

4.4 Modelo do Barramento CC

O modelo dinâmico do barramento CC, é apresentado nessa seção considerando a equação diferencial que descreve a tensão do barramento CC de acordo com o equilíbrio entre a potência de entrada e de saída do barramento em questão. Na Figura 27, apresenta-se a representação do barramento CC do conversor da unidade eólica.

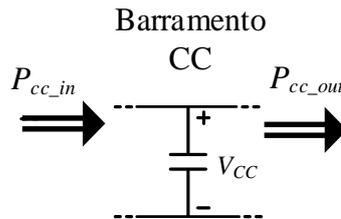


Figura 27 – representação do barramento CC do conversor da unidade eólica.

A dinâmica da tensão do barramento CC, em valor por unidade é dada por (TARNOWKI, 2006):

$$\frac{d\bar{V}_{CC}}{dt} = \frac{\omega_b}{\bar{V}_{CC} \cdot \bar{C}_{CC}} (\bar{P}_{cc_in} - \bar{P}_{cc_out}), \quad (35)$$

onde \bar{V}_{cc} , é a tensão do barramento CC, \bar{C}_{CC} é a capacitância, \bar{P}_{cc_in} e \bar{P}_{cc_out} são as potências de entrada e de saída do barramento CC em p.u., respectivamente. Considera-se que a potência elétrica ativa do gerador síncrono da unidade eólica é a potência de entrada do barramento CC. A potência de saída do barramento CC é considerada como sendo a potência de saída do inversor. Salienta-se que o emprego da *dump load* no barramento CC, faz com que a potência de saída seja alterada, desse modo considera-se a potência dissipada pela *dump load* em \bar{P}_{cc_out} .

4.5 Modelo do Conversor *Buck* Empregado na *Dump Load*

Conforme já mencionado, na operação do conversor do lado da rede em modo de controle Vf, o controle da tensão do barramento CC é um desafio que requer malhas de controle auxiliares apropriadas, juntamente com dispositivos atuadores eficazes. Nesse trabalho, utiliza-se além de um gerador a diesel de pequeno porte para prover a regulação da tensão do barramento CC, uma *dump load* CC acionada por um circuito abaixador de tensão do tipo *buck*. As malhas de controle empregadas em tais dispositivos supracitados, bem como a estratégia de coordenação entre ambas as malhas, serão detalhadas no Capítulo 5. Nesta seção, apresenta-se apenas o modelo dinâmico em espaço de estados do conversor empregado no acionamento da *dump load*. O modelo médio representa um conversor controlado com modulação por largura de pulso (PWM).

Para o conversor *buck* em modo de condução contínua, a relação entre a tensão de saída e a tensão de entrada é dada por (MOHAN, 2003):

$$D = \frac{v_o}{v_i}, \quad (36)$$

onde a razão cíclica D , pode ser escrita também por: $D = \frac{t_{on}}{t_s}$, onde t_{on} é o tempo em que a chave semicondutora permanece em condução e t_s é o período da frequência de chaveamento, v_o é a tensão de saída do conversor e v_i é a tensão de entrada do conversor. De acordo com

Mohan (2003), no modo de condução contínua de operação, a tensão de saída varia linearmente com a razão cíclica para uma dada tensão de entrada. A operação em modo contínuo pode ser definida, garantindo que $L_{Bmin} \geq \frac{(1-D)R}{2f_s}$, onde L_{Bmin} é a indutância do indutor do conversor *buck* que garante a operação em modo contínuo, R é a resistência de carga e f_s é a frequência de chaveamento (RASHID, 2012). A Figura 28 apresenta o circuito elétrico da *dump load*.

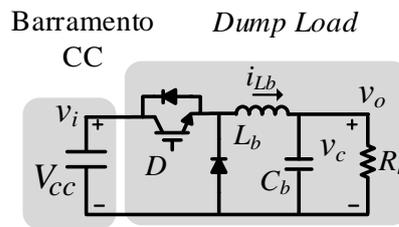


Figura 28 - Circuito esquemático da *dump load*.

O modelo dinâmico do conversor *buck* da *dump load* da Figura 28, em espaço de estados em valor por unidade, considerando a operação no modo de condução contínua é dado por (LOGUE *et al.*, 2000):

$$\frac{d\bar{i}_L}{dt} = (D\bar{V}_{CC} - \bar{v}_c) \frac{\omega_b}{\bar{L}_B}, \quad (37)$$

$$\frac{d\bar{v}_c}{dt} = (\bar{i}_L - \frac{\bar{v}_c}{\bar{R}_B}) \frac{\omega_b}{\bar{C}_B}, \quad (38)$$

onde \bar{i}_L é a corrente no indutor \bar{L}_B da Figura 28, \bar{v}_c é a tensão no capacitor \bar{C}_B (tensão de saída v_o) da Figura 28, \bar{V}_{CC} é a tensão do barramento CC (tensão de entrada v_i), D é um sinal de controle que será explorado na seção 5.5. É importante salientar que ω_b não tem relação com a frequência de chaveamento, sendo uma constante positiva não nula, definida neste trabalho como $\omega_b = \omega_s$. A potência dissipada pela *dump load*, é descrita por:

$$\bar{P}_{DL} = \bar{v}_c \bar{i}_L, \quad (39)$$

onde \bar{P}_{DL} é uma parcela de potência que compõe a potência de saída do barramento CC, juntamente com a potência ativa de saída do conversor do lado da rede.

4.6 Modelagem da Carga

Existem diversos tipos de cargas que podem ser conectadas em uma microrrede, devido a isso se torna difícil a previsão do comportamento de tais cargas, mediante variações de tensão ou de frequência da microrrede (DRANKA, 2015). De acordo com Kundur (1994), a representação de cargas pode ser dividida em dois grandes grupos: modelos estáticos e modelos dinâmicos de representação. O modelo de representação de carga, adotado nesse trabalho é o modelo de impedância constante, isto é, um modelo de carga estática, onde a impedância é determinada pela potência complexa e pela tensão da carga (FERNANDES, 2012). De acordo com Wu (2011), no referencial síncrono em coordenadas $dq0$, a tensão sobre uma carga RL em uma microrrede isolada, pode ser representada por:

$$\bar{v}_{bd} = \bar{R}_L \bar{i}_{bd} - \bar{X}_L \bar{i}_{bq}, \quad (40)$$

$$\bar{v}_{bq} = \bar{R}_L \bar{i}_{bq} + \bar{X}_L \bar{i}_{bd}, \quad (41)$$

onde $\bar{v}_{bdq} = \bar{v}_{bd} + j\bar{v}_{bq}$, \bar{i}_{bd} e \bar{i}_{bq} representam, respectivamente as correntes de eixo direto e eixo em quadratura na carga, \bar{R}_L e \bar{X}_L são parâmetros iniciais da carga.

4.7 Sistema de Coordenadas

A formulação das equações finais do modelo, considerando a interconexão dos modelos do gerador síncrono com o modelo do conversor de potência, é realizada utilizando um sistema de coordenadas global, no qual todas as variáveis estão referenciadas (KATIRAEI *et al.*, 2007b). O modelo dinâmico do gerador síncrono do gerador a diesel, bem como o modelo dinâmico do filtro LCL e dos controladores empregados no conversor da unidade eólica do lado da carga, são desenvolvidos em seus respectivos referenciais locais $dq0$. Na Figura 29, é apresentado um diagrama que ilustra a interconexão do conversor do lado da rede com o gerador a diesel.

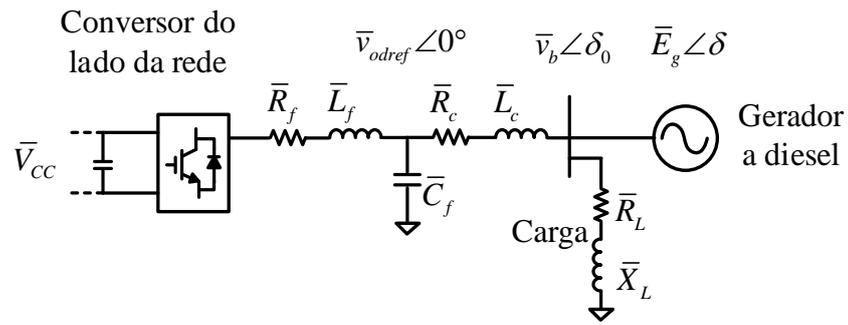


Figura 29 - Diagrama unifilar do lado CA da microrrede.

O referencial global é definido na barra do capacitor do filtro LCL (\bar{C}_f), conforme é ilustrado na Figura 29. O referencial global da microrrede, é definido pelos eixos ortogonais D e Q, girantes na frequência síncrona $\bar{\omega}_n$ em p.u., na base $\omega_b = 377 [\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}]$, definida pelo conversor do lado da rede. O referencial local do gerador a diesel, é definido pelos eixos ortogonais d_1 e q_1 , girantes na velocidade $\bar{\omega}_{GDI}$, definida em (22). O ângulo de carga (δ) do gerador diesel é definido por:

$$\delta = \delta_t - \delta_0, \quad (42)$$

onde δ_t é o ângulo entre os sistemas de referência global e local, conforme ilustrado na Figura 30.

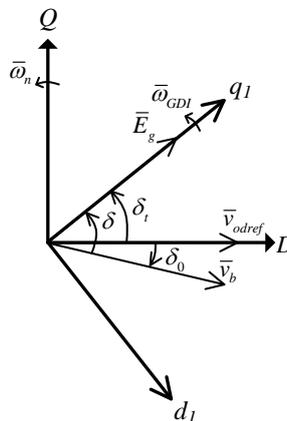


Figura 30 – Sistema de coordenadas local e global da microrrede em estudo.

Em regime permanente, a tensão \bar{v}_{oq} é igual a zero, devido a ação do controlador de tensão do conversor do lado da rede. O eixo q_1 , do referencial local do gerador a diesel, está

alinhado a tensão interna da máquina \bar{E}_g para o sistema em regime permanente (KRAUSE, 2013). A expressão utilizada para representar o ângulo δ_0 da tensão \bar{v}_b , pode ser obtida por:

$$\delta_o = \text{atan} \left(\frac{-\bar{i}_{od} \bar{\omega}_n \bar{L}_c - \bar{i}_{oq} \bar{R}_c + \bar{v}_{oq}}{-\bar{i}_{od} \bar{R}_c + \bar{i}_{oq} \bar{\omega}_n \bar{L}_c + \bar{v}_{od}} \right), \quad (43)$$

onde todas as variáveis já foram mostradas. A equação (43) é obtida a partir das equações do modelo $dq0$ do filtro LCL.

Para conectar o modelo dinâmico do gerador síncrono do gerador a diesel com o modelo do conversor do lado da rede da unidade eólica (que está no referencial global), utiliza-se a transformação de referencial local para referencial global, através de $\mathbf{f}_{DQ}^s = \mathbf{T}_i \mathbf{f}_{dq}^i$, onde \mathbf{f}_{dq}^i é o i -ésimo subsistema no referencial local. A matriz de transformação é obtida através da projeção do sistema de referência local do gerador a diesel, no sistema de referência global e é dada por:

$$\mathbf{T}_n = \begin{bmatrix} \sin \delta_t & \cos \delta_t \\ -\cos \delta_t & \sin \delta_t \end{bmatrix}, \quad (44)$$

onde δ_t é o ângulo de transformação entre o eixo D do referencial global até o eixo q_i do referencial local do n -ésimo subsistema.

A partir de dispendiosas manipulações algébricas aplicadas ao conjunto de equações (14)-(16), (21)-(22), (33)-(34) e com a transformação de coordenadas provenientes de (43), obtém-se as equações algébricas necessárias para a conexão entre os modelos dinâmicos do conversor estático da unidade eólica e do gerador a diesel. As equações algébricas em questão são apresentadas na próxima seção.

4.8 Equações de Conexão entre os Modelos Dinâmicos do Conversor Estático da Unidade Eólica e do Gerador a Diesel

Nessa seção, apresentam-se de forma breve as equações algébricas que conectam o modelo dinâmico do conversor estático da unidade eólica ao modelo do gerador a diesel considerando o sistema de coordenadas global.

As tensões \bar{v}_{bd} e \bar{v}_{bq} , apresentadas no modelo do indutor do filtro LCL do lado da carga nas expressões (40)-(41), considerando as variáveis de estado do gerador síncrono e do conversor estático, são escritas como:

$$\bar{v}_{bd} = \bar{R}_L(\bar{i}_{od} + (\bar{i}_d \sin \delta_t + \bar{i}_q \cos \delta_t)) - \bar{X}_L(\bar{i}_{oq} + (-\bar{i}_d \cos \delta_t + \bar{i}_q \sin \delta_t)), \quad (45)$$

$$\bar{v}_{bq} = \bar{X}_L(\bar{i}_{od} + (\bar{i}_d \sin \delta_t + \bar{i}_q \cos \delta_t)) + \bar{R}_L(\bar{i}_{oq} + (-\bar{i}_d \cos \delta_t + \bar{i}_q \sin \delta_t)), \quad (46)$$

onde \bar{i}_d e \bar{i}_q representam, respectivamente, as correntes do gerador a diesel em coordenadas síncronas, \bar{i}_{od} e \bar{i}_{oq} representam, respectivamente, as correntes do indutor \bar{L}_c do filtro LCL em coordenadas síncronas, δ_t é o ângulo da transformada do sistema de referências, \bar{R}_L e \bar{X}_L são parâmetros iniciais da carga.

As tensões terminais do gerador síncrono da unidade de geração a diesel (\bar{V}_d e \bar{V}_q), mostradas nas expressões (15) e (16), são obtidas de forma análoga por:

$$\bar{V}_d = \bar{R}_L(\bar{i}_d + (\bar{i}_{od} \sin \delta_t - \bar{i}_{oq} \cos \delta_t)) - \bar{X}_L(\bar{i}_q + (\bar{i}_{od} \cos \delta_t + \bar{i}_{oq} \sin \delta_t)), \quad (47)$$

$$\bar{V}_q = \bar{X}_L(\bar{i}_d + (\bar{i}_{od} \sin \delta_t - \bar{i}_{oq} \cos \delta_t)) + \bar{R}_L(\bar{i}_q + (\bar{i}_{od} \cos \delta_t + \bar{i}_{oq} \sin \delta_t)). \quad (48)$$

O modelo não-linear completo da microrrede é representado por 31 variáveis de estado, conforme descrito no vetor de estados $\bar{X}_{estados}$. Os estados referentes as variáveis de estado do gerador síncrono da unidade eólica são referidos com um índice “w” para fazer distinção das variáveis do gerador síncrono da unidade diesel.

$$\bar{X}_{estados} = \begin{bmatrix} \bar{i}_{ds} & \bar{i}_{qs} & \bar{i}_f & \bar{E}_{fd} & \bar{\omega}_{GDI} & \delta & \bar{P}_m & \phi_1 & \phi_2 & \phi_3 & \phi_4 & \phi_5 & \phi_6 & \bar{i}_{id} & \bar{i}_{iq} & \bar{v}_{od} & \bar{v}_{oq} & \dots \\ \dots & \bar{i}_{od} & \bar{i}_{oq} & \bar{V}_{CC} & \bar{i}_L & \bar{v}_c & \phi_7 & \phi_8 & \phi_9 & \phi_{10} & \phi_{11} & \phi_{12} & \bar{i}_{dsw} & \bar{i}_{qsw} & \bar{i}_{fw} & \bar{E}_{fdw} & \bar{\omega}_w \end{bmatrix}. \quad (49)$$

Em (49), \bar{i}_{ds} e \bar{i}_{qs} são as correntes do estator do gerador da unidade diesel; \bar{i}_f é a corrente do circuito de campo do gerador da unidade diesel; \bar{E}_{fd} é a tensão aplicada no circuito de campo do gerador da unidade diesel; $\bar{\omega}_{GDI}$ e δ são a velocidade do gerador e o ângulo de carga do gerador síncrono da unidade diesel; \bar{P}_m é a potência mecânica do gerador diesel; ϕ_1 e ϕ_2 são respectivamente, variáveis auxiliares do controlador de amortecimento incluído na excitatriz do gerador a diesel; ϕ_3 , ϕ_4 , ϕ_5 e ϕ_6 são respectivamente, variáveis auxiliares do controlador das

componentes de eixo d e eixo q de tensão e de corrente do conversor do lado da rede; \bar{i}_{id} , \bar{i}_{iq} , \bar{i}_{od} e \bar{i}_{oq} são as correntes nos dois indutores do filtro LCL; \bar{v}_{od} e \bar{v}_{oq} são as tensões no capacitor do filtro LCL; \bar{V}_{CC} é a tensão do barramento CC; \bar{i}_L é a corrente no indutor do circuito *buck* da *dump load*; \bar{v}_c é a tensão no capacitor do circuito *buck* da *dump load*; ϕ_7 é a variável auxiliar do controlador de velocidade da turbina eólica; ϕ_8 é a variável auxiliar referente ao controlador de tensão do gerador síncrono da unidade eólica; ϕ_9 e ϕ_{10} são as variáveis auxiliares das componentes de eixo d e eixo q das correntes de estator da unidade eólica; ϕ_{11} e ϕ_{12} representam respectivamente as variáveis de estado auxiliares associadas ao controlador de tensão do barramento CC adicionado ao gerador diesel e ao filtro adicionado à malha de controle de velocidade da turbina eólica; \bar{i}_{dsw} e \bar{i}_{qsw} são as correntes do estator do gerador da unidade eólica; \bar{i}_{fw} é a corrente do circuito de campo do gerador da unidade eólica; \bar{E}_{fdw} é a tensão aplicada no circuito de campo do gerador da unidade eólica; $\bar{\omega}_w$ é a velocidade do conjunto turbina eólica-gerador da unidade eólica.

4.9 Modelo Linear

A linearização de sistemas não lineares possibilita a análise do comportamento do sistema mediante pequenas perturbações e o projeto de controladores, com base em métodos e ferramentas de sistemas lineares. Através do modelo linear do sistema, pode-se obter informações sobre os modos de oscilação presentes no sistema, bem como, sobre a estabilidade do sistema.

Por meio das equações diferenciais do modelo não linear pode-se obter um modelo linearizado em torno de um ponto de operação. Um sistema não linear genérico pode ser descrito pela seguinte equação diferencial na forma condensada:

$$\dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}), \quad (50)$$

onde \mathbf{x} e \mathbf{u} são respectivamente, um vetor com as variáveis de estado e um vetor com as entradas de controle aplicadas ao sistema. Considerando pequenas perturbações aplicadas ao sistema (50), pode-se escrever:

$$\mathbf{x} = \mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x} , \quad (51)$$

$$\mathbf{u} = \mathbf{u}_0 + \Delta \mathbf{u} , \quad (52)$$

onde $\Delta \mathbf{x}$ e $\Delta \mathbf{u}$ representam, respectivamente, os vetores de desvio em relação a condição inicial, aplicados nas variáveis de estado e no sinal de controle do sistema; \mathbf{x}_0 e \mathbf{u}_0 são respectivamente, um vetor com as condições iniciais das variáveis de estado (ponto de operação) e um vetor com as entradas de controle aplicadas ao sistema na condição de equilíbrio. Para pequenas perturbações, a expressão (50) pode ser reescrita na forma:

$$\dot{\mathbf{x}} = \dot{\mathbf{x}}_0 + \Delta \dot{\mathbf{x}} = f \left[(\mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta \mathbf{u}) \right]. \quad (53)$$

Expandindo-se a expressão (53) através da série de Taylor, e realizando-se o truncamento da série na primeira derivada, obtêm-se:

$$\dot{\mathbf{x}}_0 + \Delta \dot{\mathbf{x}} \approx f(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) + \left. \frac{\partial f(\mathbf{x}, \mathbf{u})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0} \Delta \mathbf{x} + \left. \frac{\partial f(\mathbf{x}, \mathbf{u})}{\partial \mathbf{u}} \right|_{\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0} \Delta \mathbf{u}. \quad (54)$$

Na condição inicial, isto é, no ponto de equilíbrio, tem-se $\dot{\mathbf{x}}_0 = f(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = 0$, que permite reescrever a expressão (54) na forma de espaço de estados, como:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}, \quad (55)$$

onde \mathbf{A} é frequentemente referida como jacobiano de $f(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$ e é obtida por: $\left. \frac{\partial f(\mathbf{x}, \mathbf{u})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0}$,

\mathbf{B} é a matriz de entradas do sistema, dada por: $\left. \frac{\partial f(\mathbf{x}, \mathbf{u})}{\partial \mathbf{u}} \right|_{\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0}$. A saída do sistema linear descrito por (55) pode ser escrita como:

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x}, \quad (56)$$

Onde \mathbf{C} é a matriz de saída dada por: $\left. \frac{\partial \mathbf{g}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0}$ (OLIVEIRA, 2006).

Nesse contexto, considerando-se o sistema em espaço de estados, é fundamental a correta definição das matrizes \mathbf{A} , \mathbf{B} e \mathbf{C} , para a representação do sistema linearizado. Uma atenção especial deve ser dada a matriz \mathbf{C} , pois, ela será a saída do sistema e a variável controlada.

As análises realizadas por meio do sistema linearizado (55)-(56) são válidas para pequenas perturbação, ou seja, quando a perturbação não afasta significativamente o sistema do seu ponto de equilíbrio. Em sistemas de potência é comum a utilização do modelo (55)-(56) para análises de estabilidade à pequenas perturbações (OLIVEIRA, 2006). A matriz A da expressão (55), pode ser utilizada para determinação dos autovalores do sistema, e assim, fornecer informações quantitativas e qualitativas a respeito da dinâmica do sistema, tais como estabilidade, decaimento da resposta do sistema, etc.

Os autovalores representam os modos de resposta do sistema linear. Eles podem ser obtidos através de:

$$\lambda_i \mathbf{v}_i = A \mathbf{v}_i, \quad i = 1, \dots, n, \quad (57)$$

onde $A \in \mathbb{R}^{n \times n}$, $\lambda_i \in \mathbb{C}$ representa os autovalores da matriz A e $\mathbf{v}_i \in \mathbb{C}^n$ representa os autovetores à direita da matriz A . Os autovalores podem ser reais, representando um decaimento ou um crescimento exponencial, ou complexo conjugado, que representa um modo de resposta oscilatório. Além de informações qualitativas sobre a estabilidade do sistema, os autovalores podem fornecer constantes de tempo, fatores de amortecimento e frequências de oscilação das respostas. Considerando-se um autovalor complexo na forma genérica, tem-se:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega. \quad (58)$$

Considerando-se a parte imaginária nula, o modo caracteriza um decaimento ou um crescimento exponencial, dado por: $e^{\lambda t}$. Se a parte real dos autovalores do sistema é negativa, o sistema é considerado assintoticamente estável. Se pelo menos um dos autovalores possuir parte real positiva, diz-se que o sistema é instável. A constante de tempo associada ao decaimento de um modo de resposta do sistema é dada por: $\tau = 1 / \sigma$ (OGATA, 2003). No caso de um modo de resposta oscilatório, o seu fator de amortecimento é dado por:

$$\zeta = -\frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}, \quad (59)$$

e a frequência de oscilação é dada por:

$$f = \frac{\omega}{2 \cdot \pi}. \quad (60)$$

5 ESTRATÉGIA OPERACIONAL E DE CONTROLE PROPOSTA

Este capítulo apresenta a estratégia operacional e de controle proposta para a operação ilhada autônoma da microrrede híbrida diesel-eólica com dominância da geração eólica. No modo de operação somente-eólica, o gerador a diesel é mantido desligado e o controle da magnitude e da frequência da tensão da microrrede é realizado apenas pelo conversor da unidade eólica. No modo de operação da microrrede com geração híbrida, ou seja, eólica-diesel, o controle da magnitude e da frequência da tensão da microrrede, considerando a técnica mestre escravo, deve ser realizado apenas por uma unidade de geração. Portanto, a definição da unidade mestre é fundamental e, é feita com base nos principais aspectos que impactam na capacidade da microrrede de se manter dentro dos limites operacionais aceitáveis, a fim de garantir maior robustez à microrrede.

Nesse contexto, propõe-se que o controle da magnitude e frequência da tensão da microrrede seja realizado pelo conversor da unidade eólica. Conforme já mencionado, o controle da tensão do barramento CC é o grande problema de controle quando se considera o conversor da unidade eólica operando em modo de controle Vf. As variações de potência mecânica da turbina eólica durante a mudança de velocidade de operação, são as principais causas da complexidade do controle da tensão do barramento CC. Nesse contexto, apresentam-se as principais características da região de operação da turbina eólica, e o efeito da elevada inércia da turbina eólica na tensão do barramento CC, durante a mudança do ponto de equilíbrio de velocidade.

O controle da tensão do barramento CC é fundamental para evitar o desligamento da microrrede. Dessa forma, este trabalho propõe a utilização de uma malha de controle adicionada a uma *dump load* e uma malha de controle suplementar adicionada a um gerador a diesel para realização do controle da tensão do barramento CC, sendo a malha adicionada ao gerador diesel a principal contribuição desse trabalho.

A estratégia operacional proposta, visa realizar a coordenação entre as malhas de controle da tensão do barramento CC do conversor da unidade eólica, associadas ao gerador a diesel e à *dump load*, durante a operação ilhada autônoma da microrrede em condições suficientes de vento e condições não suficientes de vento. Finalmente, apresenta-se a formulação do problema de controle, estruturada na forma de LMIs, para a realização do projeto dos controladores robustos da tensão do barramento CC.

5.1 Análise do Impacto do Modo de Operação das Unidades de Geração na Frequência da Microrrede e na Tensão do Barramento CC

Em microrredes com múltiplas unidades de geração, a definição da unidade que operará no modo de controle Vf tem um papel fundamental na manutenção da estabilidade do sistema. No caso de geradores síncronos de pequeno porte, operando no modo de controle Vf em microrredes ilhadas, as variações de potência ativa na microrrede geralmente provocam variações significativas na frequência, devido à baixa inércia do gerador. Na operação da unidade eólica em modo de controle Vf, as variações de potência ativa da microrrede provocam variações significativas na tensão do barramento CC e variações de frequência desprezíveis, devido à rápida resposta do conversor estático. Desse modo, para definir qual das unidades de geração deve operar no modo Vf, analisa-se e compara-se a taxa de variação de frequência (isto é, ROCOF) do gerador diesel com a taxa de variação da tensão do barramento CC (isto é, ROCOV) do conversor da unidade eólica para uma dada variação de carga.

Para esta análise em questão, considera-se a microrrede proposta dividida em subsistemas, onde o subsistema 1 corresponde ao conjunto turbina-gerador da unidade eólica, o subsistema 2 corresponde ao barramento CC do conversor da unidade eólica, o subsistema 3 corresponde ao barramento de carga da microrrede e o subsistema 4 corresponde ao gerador a diesel, conforme ilustrado na Figura 31.

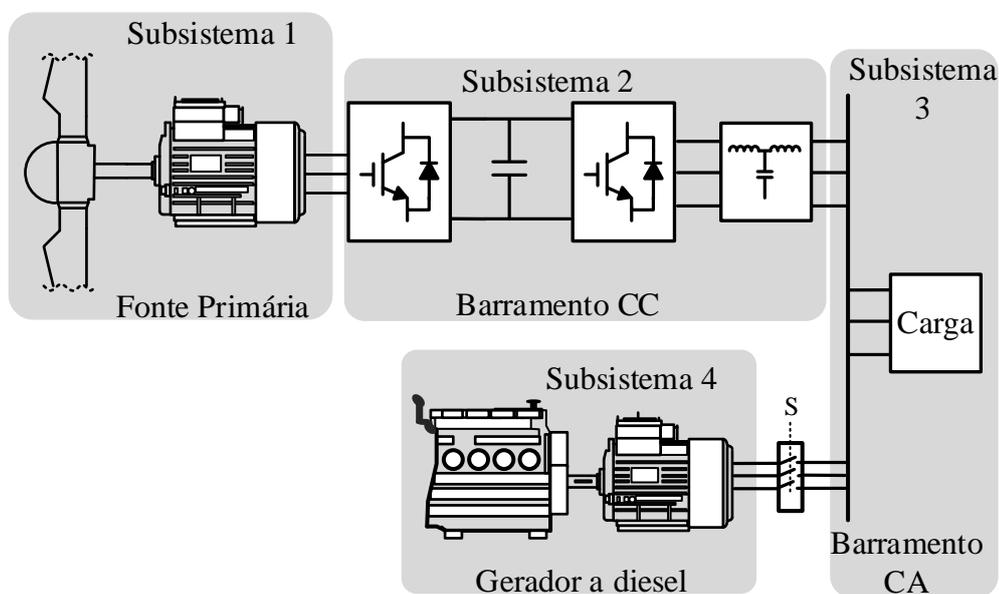


Figura 31 – Subsistemas presentes na microrrede com geração híbrida.

Na operação do gerador a diesel de pequeno porte no modo de controle Vf, o efeito do ROCOF ocorre nos subsistemas 3 e 4, impactando na frequência da microrrede. Na operação da unidade eólica no modo de controle Vf, o efeito do ROCOV ocorre no subsistema 2, impactando principalmente na tensão do barramento CC. O ROCOF da microrrede, considerando o gerador diesel no modo Vf, pode ser determinado por (22). O ROCOV do barramento CC do conversor da unidade eólica, considerando o conversor do lado da rede em modo de controle Vf, pode ser determinado por (35). Quanto maior for a taxa de variação inicial da grandeza em análise, maior será a probabilidade dessa grandeza em questão atingir valores fora do seu limite operacional, o que levaria ao desligamento da microrrede. Para facilitar a realização da comparação entre o ROCOF e o ROCOV, o sistema é normalizado, isto é, com as grandezas em valor por unidade (p.u.) para uma comparação percentual. Considera-se na análise em questão, a capacidade nominal da unidade eólica igual a 1500 kW, e a capacidade nominal do gerador diesel igual a 300 kW. A potência de base considerada é de 1800 kVA.

Para o gerador a diesel no modo de controle Vf, o ROCOF da microrrede é dado pela equação diferencial da velocidade do rotor do gerador. Em valor por unidade, o ROCOF é dado por: $\frac{d\bar{\omega}_{GDI}}{dt} = \frac{1}{2H}(\bar{P}_m - \bar{P}_e)$, onde \bar{P}_m e \bar{P}_e representam, respectivamente, a potência mecânica de entrada e a potência elétrica de saída do gerador a diesel e H é a constante de inércia do gerador em segundos para sua operação na velocidade síncrona. Maiores detalhes sobre a expressão que define o ROCOF são dados na seção 4.1.

Para o CLR no modo Vf, o ROCOV da tensão do barramento CC depende do desequilíbrio de potência no barramento CC e da capacitância empregada no barramento CC. Dessa forma, o ROCOV da tensão do barramento CC, em valor por unidade é dado por:

$$\frac{d\bar{V}_{CC}}{dt} = \frac{\omega_b}{\bar{V}_{CC}\bar{C}}(\bar{P}_{cc_in} - \bar{P}_{cc_out}), \text{ onde } \bar{P}_{cc_in} \text{ e } \bar{P}_{cc_out} \text{ representam, respectivamente, a potência}$$

de entrada e de saída do barramento CC e \bar{C} é a capacitância do capacitor do barramento CC. Maiores detalhes sobre a expressão que define o ROCOV são dados na seção 4.5.

Na Tabela 1, apresenta-se um comparativo do ROCOF e do ROCOV, considerando um desequilíbrio de carga de 0,05 p.u. (90 kW). Para a determinação do ROCOF, considera-se o momento inércia do gerador diesel de $J_{GDI} = 2,02 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$. A constante de inércia é dada por $H = J_{GDI}\omega_b^2 / 2S_b$, onde S_b é a potência de base e ω_b é a velocidade síncrona de base. Para a determinação do ROCOV, considera-se: $V_{CC_nom} = 1100 \text{ V}$, $\omega_b = 377 \text{ rad} \cdot \text{s}^{-1}$, $Z_{base} = 0,672 \Omega$,

$C_{base} = 3,945 \times 10^{-3} \text{ F}$ e $C = 0,3 \text{ F}$. Os valores de parâmetros adotados no cálculo do ROCOV e ROCOF são valores típicos de unidades de geração comerciais.

Tabela 1 – Comparativo entre o ROCOF e o ROCOV para uma variação de carga de 0,05 p.u..

Gerador a diesel em modo Vf	Conversor em modo Vf
$H = 0,08 \text{ s}$	$\bar{C} = 76 \text{ p.u.}$
$\frac{d\bar{\omega}_{GDI}}{dt} = \frac{1}{2H} (\bar{P}_m - \bar{P}_e)$	$\frac{d\bar{V}_{CC}}{dt} = \frac{\omega_b}{\bar{V}_{CC}\bar{C}} (\bar{P}_{cc_in} - \bar{P}_{cc_out})$
$ROCOF = 0,312 \text{ p.u./s}$	$ROCOV = 0,248 \text{ p.u./s}$

Observa-se, que para uma variação positiva de carga de 0,05 p.u., equivalente a uma entrada de carga de 90 kW, tem-se um ROCOF de -31,2 %/s e um ROCOV de -24,8 %/s. Isso implica em uma taxa de variação instantânea de -18,7 Hz/s na frequência da microrrede (subsistemas 3 e 4) para o gerador a diesel em modo Vf, e uma taxa de variação instantânea de -272 V/s da tensão do barramento CC (subsistema 2) para o conversor do lado da rede em modo Vf. Em geral, as variações de frequência da rede, podem prejudicar a qualidade da energia, tendo impacto principalmente em cargas sensíveis, ou até mesmo levar ao acionamento de sistemas de corte de cargas. Já as variações de tensão do barramento CC, no subsistema 2, desde que dentro dos limites máximo e mínimo da tensão do barramento CC, normalmente não provocam variações de frequência ou de magnitude da tensão na microrrede de maneira significativa, considerando o conversor do lado da rede operando dentro da faixa permitida do índice de modulação. Além disso, a faixa operacional da tensão do barramento CC, é consideravelmente maior do que a faixa operacional de frequência da microrrede, conforme é mostrado na Figura 32.

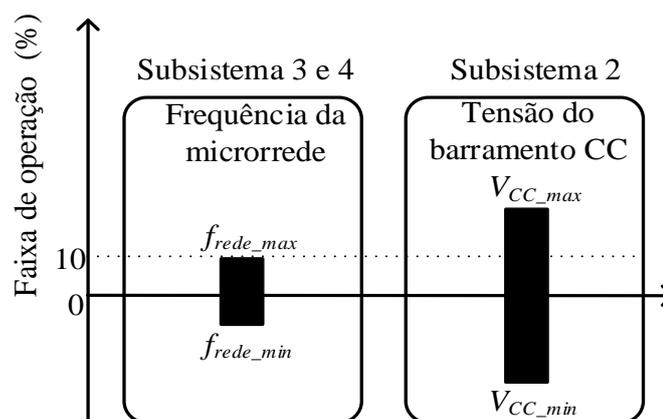


Figura 32 – Magnitude percentual de variação máxima considerada em cada subsistema.

A tensão do barramento pode cair ou subir durante as variações de carga da microrrede quando o conversor do lado da rede está no modo de controle Vf até V_{CC_min} e V_{CC_max} , respectivamente. O limite mínimo é definido de modo a garantir os pré-requisitos de magnitude da tensão CA da microrrede e, o limite máximo de operação da tensão do barramento CC depende do limite dos dispositivos semicondutores de potência e do capacitor do barramento CC utilizado (YUAN *et al.*, 2009). Considerando a unidade eólica adotada e a magnitude da tensão CA da microrrede, tem-se $V_{CC_min} = 850$ V e $V_{CC_max} = 1350$ V.

A frequência da microrrede pode cair ou subir devido às variações de carga quando o gerador a diesel está no modo de controle Vf até f_{rede_min} e f_{rede_max} , respectivamente. Considerou-se para os limites máximo e mínimo de frequência da microrrede o mesmo critério utilizado como especificação de resposta transitória para reguladores de velocidade de grupos geradores classe G3 (atendimento a cargas sensíveis), o que resulta em $f_{rede_min} = 55,8$ Hz e $f_{rede_max} = 66$ Hz (ISO, 2013). No contexto da operação das unidades de geração distribuída, a normativa IEEE Std. 1547.4 – 2011 recomenda limites mínimo e máximo da frequência que as unidades de geração devem suportar sem serem desligadas. Entretanto, os limites de frequência a serem obrigatoriamente seguidos, são apresentados tipicamente em códigos de redes de cada país. Por exemplo, tanto no Brasil, como no Canadá, os códigos de redes estabelecem limites de frequência ligeiramente inferiores aos limites considerados na análise em questão, o que torna a análise realizada mais conservadora (ANEEL, 2015; SUTHERLAND, 2016).

Observa-se, que a faixa de variação inferior aceitável da tensão do barramento CC é aproximadamente 4 vezes maior do que a faixa de variação inferior aceitável da frequência da microrrede. Com isso, conclui-se que a operação do gerador diesel em modo de controle Vf é mais complexa, do ponto de vista de controle, e mais propensa a levar ao desligamento da microrrede devido a grandes variações de frequência causadas por variações de carga da microrrede.

É importante frisar que o ROCOF é definido pelo desequilíbrio entre as potências gerada e consumida na microrrede e pela constante de inércia do gerador a diesel que é uma característica mecânica desse sistema. O ROCOV é definido também pelo desequilíbrio entre as potências gerada e consumida na microrrede e pela capacitância empregada no barramento CC que é uma característica elétrica desse sistema. Por exemplo, ao dobrar a capacitância do barramento CC, reduz-se o ROCOV pela metade, para o mesmo desequilíbrio de carga, sem alterações na topologia do sistema. Para alterar o ROCOF na mesma proporção, seria necessário

o emprego de uma unidade de geração maior ou a conexão de um volante de inércia no eixo do gerador a diesel, para assim, prover o aumento do momento de inércia do sistema. Esse fato é mais um fator que corrobora para a utilização da unidade eólica operando no modo Vf. Considerando os aspectos mencionados acima e que a unidade de maior potência da microrrede geralmente é escolhida para operar no Vf, considera-se a unidade eólica operando no modo Vf.

Finalmente, salienta-se que o ROCOV da tensão do barramento CC pode ser observado a partir de variações de carga na microrrede (P_{cc_out}), conforme analisado anteriormente e, também, por variações na potência de entrada do barramento CC (P_{cc_in}). Tais variações em P_{cc_in} , são referentes aos desequilíbrios entre a potência mecânica da turbina eólica e a potência elétrica extraída do gerador da unidade eólica durante a regulação de velocidade da turbina eólica. A mudança de velocidade da turbina eólica é necessária para ajustar a potência mecânica da turbina eólica, de acordo com a potência elétrica requerida pela microrrede. Devido à elevada inércia da turbina eólica, tais variações de velocidade da turbina, expõe o barramento CC a desequilíbrios elevados de potência e, conforme será visto a seguir tais desequilíbrios variam de acordo com o ponto de operação de velocidade da turbina eólica.

Portanto, transfere-se a complexidade do controle de frequência da microrrede com baixa inércia inerente, para o controle da tensão do barramento CC e da velocidade da turbina eólica. A baixa inércia do gerador a diesel se torna uma vantagem quando este é empregado na regulação da tensão do barramento CC. Além do mais, obtém-se a vantagem de se preservar as cargas conectadas ao barramento CA da microrrede de variações elevadas de frequência.

5.2 Regiões de Operação da Unidade Eólica

Para uma melhor compreensão do controle proposto é importante discutir sobre as regiões de operação da turbina eólica e sobre os fatores envolvidos na mudança do ponto de operação de velocidade para outro ponto. Nas turbinas comerciais de velocidade variável, a operação geralmente é restrita pelas velocidades máxima e mínima da turbina eólica. A velocidade mínima normalmente é definida pelo limite mínimo da frequência de operação do retificador e o limite máximo é definido pela capacidade de potência do inversor e pelos limites mecânicos operacionais da turbina. Em geral as turbinas eólicas comerciais operam com velocidade mínima e máxima entre 0,7 p.u. e 1,2 p.u., aproximadamente (WANG *et al.*, 2015).

A turbina eólica idealmente possui dois pontos distintos de velocidade em que é possível operar com a mesma extração de potência. Essa característica se deve ao fato de que existem as regiões I e II, em que a região I é a região abaixo da velocidade ótima e, a região II é a região acima da velocidade ótima. Na Figura 33, ilustra-se as regiões de operação da turbina em relação à velocidade ótima para uma curva de potência ideal, considerando uma única velocidade de vento.

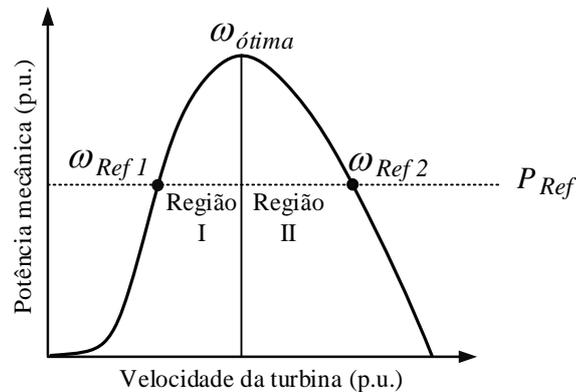


Figura 33 – Regiões de operação de uma unidade eólica de velocidade variável.

A linha pontilhada mostra que existem dois pontos distintos de velocidade de operação em que a turbina eólica pode fornecer a mesma potência mecânica de geração. Devido à turbina operar com velocidade menor na região I em relação a região II, o desgaste mecânico é menor na região I. Na região II, por outro lado, há uma maior energia cinética armazenada na turbina, o que é benéfico no caso de variações positivas de carga e variações negativas de vento, visto que a turbina deve desacelerar nessas perturbações. De acordo com YUAN *et al.* (2009), a complexidade do controle da velocidade da turbina na região de subvelocidade é maior. No entanto a faixa de velocidade da região I é maior do que na região II, o que é preferível no modo seguidor de carga (DRANKA, 2015). Este trabalho considera, para suas análises, a operação da unidade eólica na região I, região de subvelocidade.

Considerando a unidade eólica no modo seguidor de carga operando com velocidade de vento constante, para que a potência mecânica extraída do vento seja alterada é necessário que a velocidade da turbina seja alterada, desconsiderando o controle de passo das pás. A Figura 34 exhibe duas possíveis variações da potência mecânica produzida com a respectiva variação de velocidade da turbina.

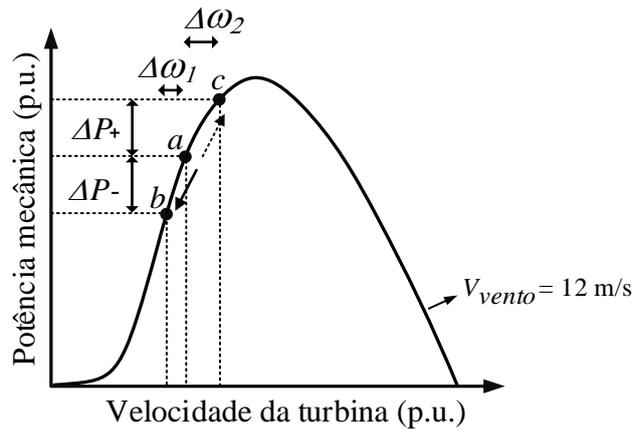


Figura 34 – Variação de velocidade da turbina devido à demanda da carga.

Considerando que a turbina opera inicialmente no ponto “a”, quando for necessário diminuir a potência mecânica em $\Delta P-$, a turbina deve desacelerar para variar a velocidade em $\Delta\omega_1$, seguindo a seta sólida até atingir o ponto “b”. Quando for necessário aumentar a potência mecânica da turbina em $\Delta P+$, a turbina deve acelerar para variar a velocidade em $\Delta\omega_2$, seguindo a seta pontilhada de “a” até atingir o ponto “c”. É importante notar que a mesma variação de potência mecânica (em magnitude) resulta em variações de velocidades diferentes, o que é agravado à medida que o ponto de operação se aproxima do ponto de máxima potência, pois nessa vizinhança são necessárias variações cada vez maiores de velocidade da turbina para obter variações de potência mecânica iguais às obtidas em outros pontos de operação com menor velocidade da turbina. Ou seja, na medida em que a velocidade de operação da turbina eólica se aproxima da velocidade ótima de operação (“c”), é necessário que ocorram maiores variações de velocidade da turbina eólica para atingir uma mesma variação de potência ΔP . Ainda analisando a Figura 34, pode-se concluir que ao se deslocar o ponto de operação de “c” para “a”, e depois para “b”, tem-se $\Delta P_{tur}/\Delta\omega_1 > \Delta P_{tur}/\Delta\omega_2$. Dessa forma, a dificuldade de controle de velocidade é maior próximo ao ponto de velocidade onde ocorre a máxima potência mecânica disponível porque são necessários maiores incrementos de ω para aumentar a potência mecânica disponível.

Mantendo constante a potência mecânica requerida da turbina, a Figura 35 mostra uma transição de velocidade de vento de 12 m/s para 9 m/s. Nesse caso, a velocidade da turbina deve mudar para atender a mesma potência mecânica, considerando que ambas curvas de vento têm capacidade suficiente para atender a demanda de carga.

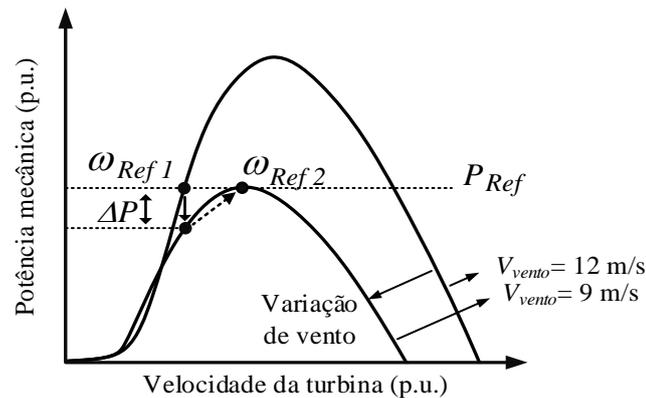


Figura 35 – Efeito da variação da velocidade de vento na potência mecânica da turbina eólica em condição de demanda constante de carga da microrrede.

De acordo com o mencionado acima, a trajetória da operação da turbina segue primeiramente a seta contínua, em que a disponibilidade de potência mecânica do vento cai rapidamente e a turbina mantém a mesma velocidade. Na sequência, a turbina deve acelerar seguindo a seta pontilhada até que seja atingida a nova velocidade de referência. Considerando uma variação de velocidade de vento positiva, isto é, um aumento de velocidade de vento, a turbina eólica em operação com demanda de carga da microrrede constante, deve desacelerar para atingir a nova velocidade de referência, que garante a mesma extração de potência, conforme ilustrado na Figura 36.

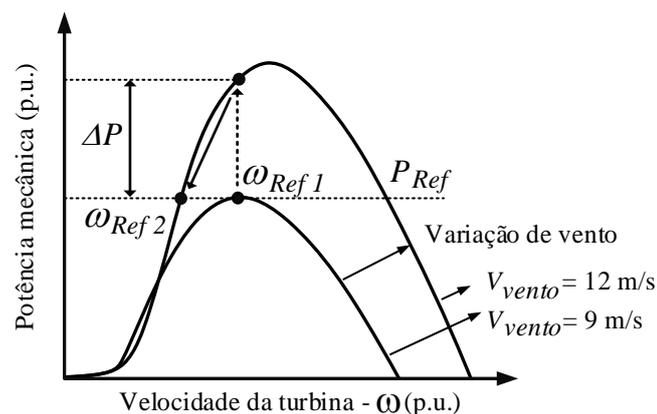


Figura 36 – Velocidade da turbina eólica em condição de carga constante e aumento da velocidade de vento.

Nessa situação, a turbina encontra-se com velocidade $\omega_{Ref 1}$ quando ocorre a variação positiva da velocidade de vento. Para que a turbina continue a extrair a mesma potência, a velocidade deve ser reduzida para $\omega_{Ref 2}$. Inicialmente a turbina mantém a velocidade $\omega_{Ref 1}$, no entanto, devido à alta disponibilidade de potência mecânica na nova

velocidade de vento e à velocidade em que a turbina se encontra, ocorre um aumento da potência mecânica disponível no sentido da seta pontilhada. Para a turbina atingir a nova velocidade de referência é necessário que ela desacelere no sentido da seta contínua para atingir $\omega_{Ref 2}$.

De acordo com o mencionado, no modo seguidor de carga, as variações típicas de carga da microrrede requerem variações frequentes da velocidade da turbina para atender a demanda da carga. No entanto, unidades eólicas de grande porte possuem alta inércia rotacional devido à dimensão elevada da turbina eólica. A energia cinética rotacional armazenada nas massas girantes da turbina eólica é dada por:

$$E_{cin} = \frac{1}{2} J \omega_{tur}^2, \quad (61)$$

onde J [$\text{kg} \cdot \text{m}^2$] é a inércia do conjunto turbina e gerador. Se considerarmos um aumento de velocidade de operação da turbina eólica de ω_1 [$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$] para ω_2 [$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$], a variação de energia cinética utilizada para acelerar a turbina é mostrada na equação (62).

$$\Delta E_{cin} = \frac{1}{2} J \omega_2^2 - \frac{1}{2} J \omega_1^2. \quad (62)$$

A variação de energia cinética do sistema também pode ser escrita na forma integral, considerando a função matemática que descreve a potência acelerante do sistema em função do tempo ($P_{acel}(t)$ [W]). A variação de energia cinética durante um intervalo de tempo de t_1 a t_2 pode ser definida por:

$$\Delta E = \int_{t_1}^{t_2} P_{acel}(t) dt, \quad (63)$$

onde $P_{acel}(t) = P_m(t) - P_e(t)$, sendo $P_m(t)$ a potência mecânica da turbina eólica e $P_e(t)$ a potência elétrica extraída do gerador eólico. Considerando-se uma dada variação de velocidade $\Delta\omega = \omega_2 - \omega_1$, a variação da energia cinética da turbina pode levar a desbalanços de potência $P_{acel}(t)$ elevados ao longo do tempo, até que a turbina assuma um novo ponto de equilíbrio.

Considerando que em um dado momento ocorre um degrau positivo de carga na microrrede, que por sua vez exige um aumento de velocidade da turbina para aumentar a potência mecânica disponível, o controlador de velocidade da turbina impõe a redução da

potência elétrica extraída do gerador eólico, fazendo com que surja uma potência acelerante positiva que resultará na variação positiva de velocidade da turbina. Em turbinas eólicas de grande porte, em função da elevada inércia da turbina, a variação de energia cinética requerida pela aceleração da turbina é elevada, impactando de forma significativa no desbalanço de potência no barramento CC do conversor e, dessa forma, ocasionando grande variação na tensão do barramento CC. Portanto, é de fundamental importância a utilização de um dispositivo auxiliar para a operação estável da tensão do barramento CC. Na Figura 37, por exemplo, mostra-se um gráfico ilustrativo da potência mecânica disponível ($P_m(t)$) e da potência elétrica extraída ($P_e(t)$) durante uma situação de aceleração da turbina de t_1 a t_2 , para aumentar a potência mecânica de P_1 até P_2 .

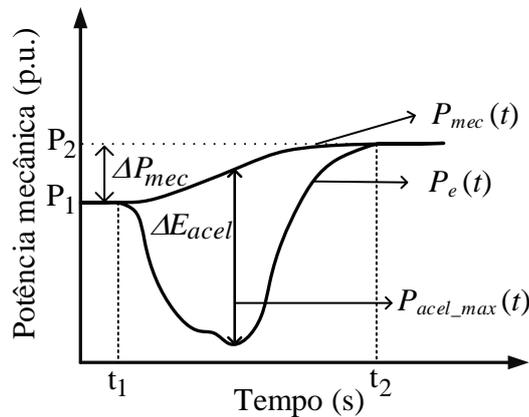


Figura 37 – Variação de energia cinética da unidade eólica durante a aceleração da turbina.

Conforme o supracitado, para a turbina atingir a velocidade ω_2 no tempo t_2 , ocorre uma redução significativa da potência ativa extraída do gerador da unidade eólica $P_e(t)$, devido a ação da malha de controle de velocidade, que causa o surgimento de uma potência acelerante $P_{acel}(t)$. Pode-se observar que $P_{acel}(t)$ atinge elevadas magnitudes, sendo $P_{acel_max} > \Delta P_{mec}$ na maioria do período entre t_1 a t_2 . Dessa forma, a magnitude das variações de carga na microrrede juntamente com um baixo tempo de regulação de velocidade da turbina, podem levar a variações instantâneas muito elevadas da potência elétrica extraída do gerador $P_e(t)$, tornando assim, mais severo o desequilíbrio de potência a que o barramento CC é submetido. Portanto, a estratégia de controle de velocidade da turbina eólica é de fundamental importância para a regulação da tensão do barramento CC na operação da unidade eólica no modo seguidor de carga.

5.3 Estratégia de Controle de Velocidade da Turbina Eólica

No modo de operação seguidor de carga, a potência mecânica disponível no eixo da turbina pode ser controlada indiretamente através do controle de velocidade da turbina eólica. A estrutura de controle empregada no conversor do lado do gerador possui duas malhas de controle, sendo uma malha mais interna de controle de corrente e, uma malha mais externa para o controle de velocidade da turbina eólica. A velocidade de referência é comparada com a velocidade da turbina e o sinal de erro de velocidade é utilizado por um controlador do tipo proporcional-integral, para gerar a corrente de referência de eixo q para a malha de controle de corrente de eixo q do gerador síncrono da unidade eólica.

A estrutura típica adotada para a estratégia de controle tipo seguidor de carga, normalmente consiste no emprego de uma *look-up table*. A *look-up table* fornece a velocidade de referência da turbina eólica usando a curva da potência da turbina eólica que de acordo com a velocidade de vento e a potência requerida pela carga, fornece uma referência de velocidade para a turbina. Nesse trabalho é empregada uma estrutura de *look-up table*, similar a estrutura utilizada em Dranka (2015). A Figura 38 mostra o diagrama da malha de controle inicialmente proposta para a regulação de velocidade da turbina eólica.

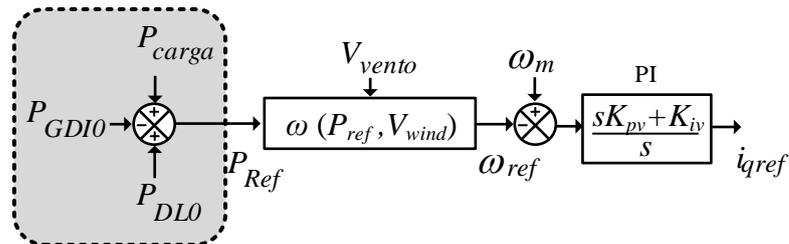


Figura 38 – Malha de regulação de velocidade da turbina eólica inicialmente proposta.

Na Figura 38, P_{carga} é a demanda de potência ativa da microrrede, P_{GDI0} é a potência inicial do gerador diesel, P_{DL0} é potência inicial da *dump load* e K_{pv} e K_{iv} são ganhos proporcional e integral do controlador. De acordo com a velocidade de vento e a potência de referência (P_{ref}), define-se a referência de velocidade da turbina (ω_{ref}). No entanto, quanto maior for a variação da velocidade da turbina, maior será a energia cinética necessária para mover a turbina até a nova referência. Quanto menor o tempo de resposta da velocidade da turbina, maior é a potência acelerante instantânea para levar a velocidade até sua referência.

Dessa forma, para manter a estabilidade do sistema é necessário que o controle suplementar utilizado para o controle da tensão do barramento CC seja efetivo e robusto.

O caso mais severo para a tensão do barramento CC é o caso de aceleração/desaceleração da turbina, pois esse processo causa um grande desbalanço de potência no barramento CC.

A determinação de P_{ref} é realizada considerando a potência inicial de operação do dispositivo auxiliar de controle da tensão do barramento CC, de acordo com a disponibilidade de vento na microrrede. Em condições suficientes de vento, a unidade eólica é capaz de suprir a demanda de potência da microrrede e a demanda de potência inicial da *dump load*, de modo que a tensão do barramento CC seja controlada pela malha proposta adicionada à *dump load*. Considera-se nesse modo em questão, $P_{GDI0} = 0$, uma vez que o gerador a diesel está desligado e desconectado da rede e a *dump load* é mantida operando com potência P_{DL0} . Dessa maneira, a potência requerida da turbina eólica em regime permanente deve atender a P_{DL0} e a P_{carga} , de modo que em regime permanente, a potência de referência da *look-up table* é $P_{ref} = P_{rede} + P_{DL0}$.

Em condições não suficientes de vento, a potência gerada pela unidade eólica não é capaz de atender a demanda de potência da carga e a demanda inicial de potência da *dump load*, logo, a operação apenas da unidade eólica não é capaz de alimentar a microrrede e a *dump load* sem corte de carga. Para evitar o corte de carga, o gerador a diesel é conectado à microrrede e a tensão do barramento CC passa a ser controlada também pela malha de controle proposta adicionada ao gerador a diesel. Nessa situação, a unidade eólica opera com potência normalmente próxima ao ponto de máxima potência. A *dump load* opera sem consumo de potência nesse modo em questão. A potência requerida da turbina eólica, nesse modo em questão, considera a potência da carga da microrrede e a potência mínima de operação do gerador a diesel (P_{GDI0}), de modo que em regime permanente, a potência de referência da *look-up table* é $P_{ref} = P_{rede} - P_{GDI0}$.

Conforme mencionado previamente, uma mudança de velocidade de operação da turbina eólica requer uma variação da energia cinética rotacional da turbina que é dada por $\Delta E_{cin} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_2^2 - \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_1^2$. Essa variação de energia cinética requer que uma potência acelerante atue na turbina eólica provendo a variação de velocidade. Entretanto, a potência acelerante pode causar variações de elevadas magnitudes no fluxo de potências do barramento

CC, uma vez que a potência acelerante fornecida para turbina eólica causa um desequilíbrio no barramento CC do conversor da unidade eólica.

Os desequilíbrios elevados de potência no barramento CC são um problema operacional e de controle, pois elevadas variações de tensão do barramento CC podem levar acionamentos de sistemas de proteção que podem desligar a unidade eólica em situações típicas de variações de velocidade de vento e carga. Dessa maneira, nesse trabalho é proposta uma alternativa para limitação da taxa de variação de velocidade da turbina eólica, baseada na utilização de um filtro passa baixas de primeira ordem na referência de velocidade da turbina eólica. O filtro, juntamente com a malha de regulação de velocidade da turbina eólica, é mostrado na Figura 39.

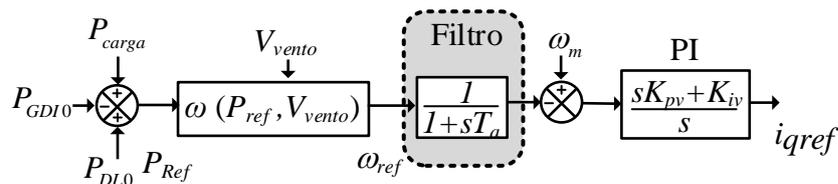


Figura 39 – Malha de controle de velocidade da unidade eólica com filtro de primeira ordem passa baixas para limitação da taxa de variação da velocidade da turbina eólica.

Na Figura 39, T_a é a constante de tempo do filtro e, sabe-se que quanto menor for o valor de T_a mais rápida é a resposta na saída do filtro e a taxa de variação máxima inicial na saída do filtro fica limitada a $1/T_a$ (OGATA, 2003). A definição da constante de tempo do filtro é realizada através de análises do comportamento dinâmico da microrrede e será exibida no capítulo de resultados.

5.4 Estratégia Operacional Proposta para a Coordenação das Malhas de Controle Propostas

A estratégia operacional e de controle proposta visa manter a tensão do barramento CC da unidade eólica dentro de seus limites operacionais durante variações de vento e de carga. Inicialmente, deve-se determinar o modo de operação da microrrede, isto é, decidir entre o modo somente-eólica (SE), ou modo eólica-diesel (ED). A seleção do modo de operação é realizada através da determinação do ponto de máxima potência (PMP) da turbina eólica por meio da velocidade do vento, da potência mínima de dissipação da *dump load* (P_{DL_min}) e da potência da carga da microrrede, conforme apresentado na Figura 40.

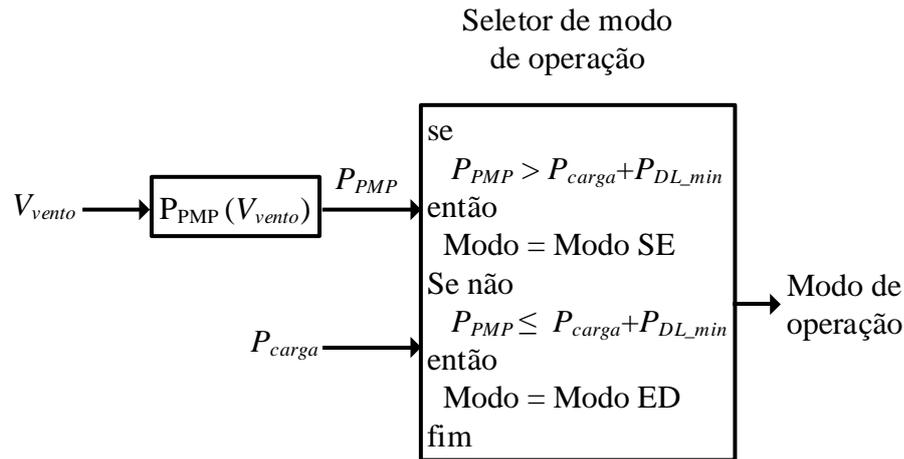


Figura 40 – Seleção do modo de operação da microrrede.

No caso onde a unidade eólica é capaz de suprir toda a potência da microrrede (P_{carga}), juntamente com uma potência de dissipação mínima da *dump load* (P_{DL_min}), é selecionado o modo de operação SE (somente-eólica), pois $P_{PMP} > P_{carga} + P_{DL_min}$. O gerador a diesel é mantido desligado e desconectado ($S=0$) da microrrede e a unidade eólica opera abaixo do ponto de máxima potência e somente a *dump load* fica responsável pela regulação da tensão do barramento CC.

A *dump load* é acionada com uma referência de potência de dissipação inicial, para que as variações típicas de vento e de carga sejam compensadas por ela, através da malha de controle da tensão do barramento CC adicionada à *dump load*. Dessa forma, no modo somente-eólica, a unidade eólica opera com geração superior a potência da microrrede ($P_{wind} > P_{DL} + P_{carga}$). A potência inicial da *dump load* pode receber dois valores diferentes de potência inicial, de acordo com a capacidade de geração da unidade eólica e da demanda de carga da microrrede. Se $P_{PMP} \geq P_{DL0} + P_{carga}$, então $P_{DL} = P_{DL0}$. Se a unidade eólica atingir o ponto de máxima potência, isto é $P_{PMP} < P_{DL0} + P_{carga}$, então reduz-se a potência inicial de dissipação da *dump load* para $P_{DL} = P_{DL_min}$.

No caso em que a unidade eólica não é capaz de suprir P_{carga} mais P_{DL_min} , é selecionado o modo de operação eólica-diesel, onde o gerador a diesel é acionado e sincronizado à rede ($S=1$). Neste modo, tem-se a atuação da malha de V_{CC} do gerador diesel para $V_{CC} < V_{CC_ref} + \Delta V_{CC}$. Para $V_{CC} \geq V_{CC_ref} + \Delta V_{CC}$, a malha de V_{CC} do DIG é desligada e a malha de controle de V_{CC} da DL é ativada até que seja estabelecido o equilíbrio de potência do

barramento CC. Com a utilização de ΔV_{CC} pode-se evitar o número elevado de chaveamentos entre as malhas de controle da tensão do barramento CC, devido a pequenas variações de carga. Normalmente os desvios negativos de tensão de V_{CC} , ocorrem devido à entrada de cargas na microrrede e aceleração da turbina eólica, enquanto que desvios positivos de V_{CC} ocorrem devido a saída de cargas da microrrede e desaceleração abrupta da turbina eólica. Adotou-se $\Delta V_{CC} = 5 \text{ V}$, para que pequenas variações negativas de carga da microrrede, não ativem a malha de controle adicionada à *dump load*.

No modo de operação eólica-diesel a unidade eólica opera normalmente no ponto de máxima potência e a *dump load* é mantida com potência inicial de dissipação igual a zero e o gerador a diesel com referência de geração de 30% da potência nominal ($P_{GDI} = P_{GDI0}$) a fim de evitar problemas de manutenção e desempenho, devido à combustão incompleta do combustível e acúmulo de líquidos no sistema de exaustão do motor (KATIRAEI *et al.*, 2007). Eventualmente, a potência da unidade eólica nesse modo em questão, pode ser menor que o ponto de máxima potência (P_{PMP}) devido à restrição operacional do gerador a diesel (isto é, $P_{GDI} > 0,3 \text{ p.u.}$). Na Figura 41, apresenta-se o diagrama completo da estratégia operacional de controle da tensão do barramento CC da unidade eólica.

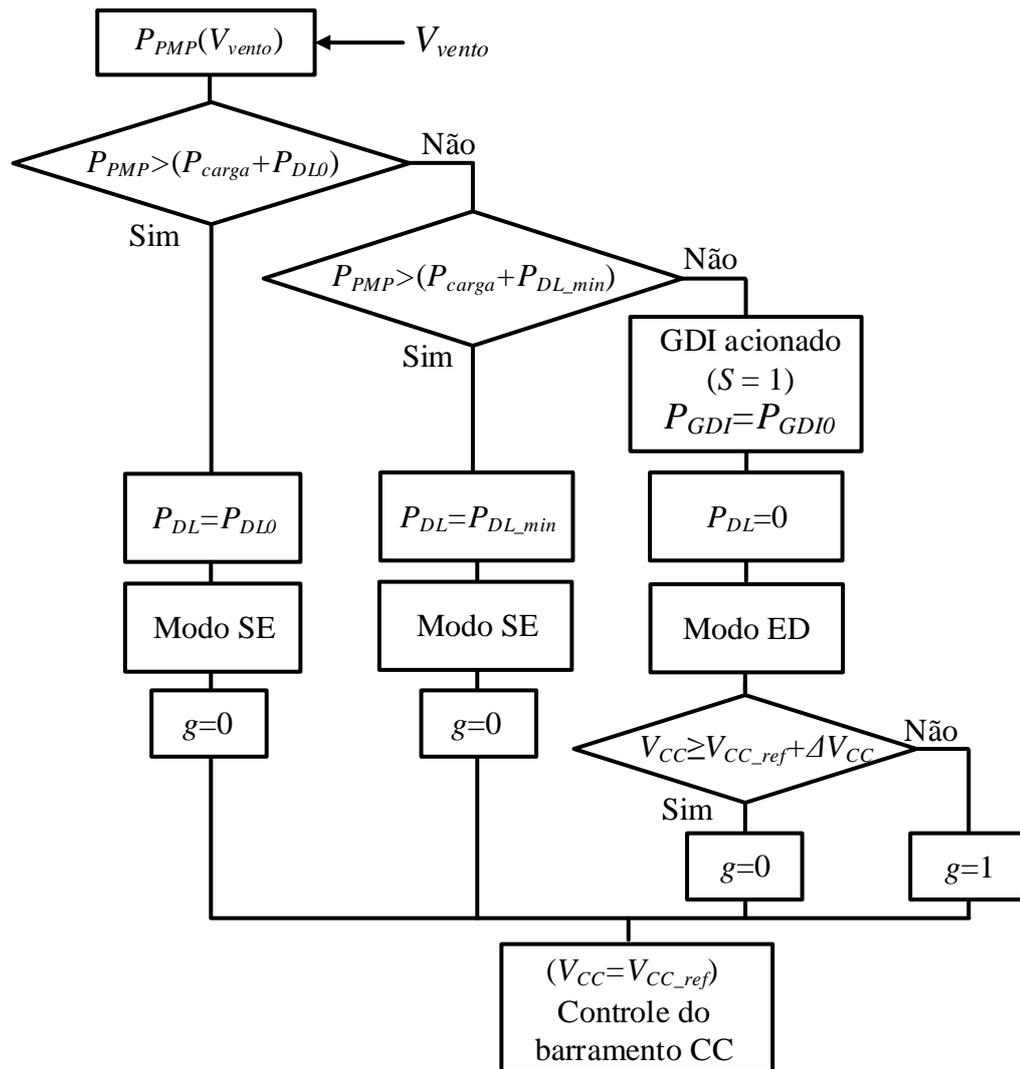


Figura 41 – Fluxograma da estratégia operacional proposta.

A variável “g” consiste em um sinal que é responsável pela ativação ou desligamento das malhas de controle. Quando “g=0” é ativada a malha de controle da *dump load*, caso contrário é ativado a malha de controle do gerador a diesel. Dessa forma, no modo SE, “g = 0” garante a ativação da malha de controle da tensão do barramento CC associada à *dump load*. No modo ED, caso ocorra uma grande desaceleração da turbina eólica ou uma saída de um grande bloco de carga, define-se “g = 0” quando $V_{CC} \geq V_{CC_ref} + \Delta V_{CC}$, de forma a evitar grandes variações de potência do gerador a diesel. Para a operação com pequenas variações de carga ou situações em que $V_{CC} < V_{CC_ref} + \Delta V_{CC}$, define-se “g = 1”, onde a malha de controle da tensão do barramento CC associada à *dump load* é desligada e somente a malha associada ao gerador a diesel controla a tensão do barramento CC. Dessa forma, no modo ED, haverá a atuação predominante da malha de controle de tensão do barramento CC associada ao gerador a diesel.

Na situação operacional em que a máxima potência disponível pelo vento somada a capacidade de geração do gerador diesel for inferior a demanda da carga, deve-se utilizar um esquema de corte de carga para evitar o desligamento da microrrede. Entretanto, tais estratégias operacionais não são abordadas nesse trabalho.

5.5 Malha de Controle da Tensão do Barramento CC Adicionada à *Dump Load*

A estratégia de controle proposta para a regulação da tensão do barramento CC da unidade eólica prevê a atuação da malha de controle associada à *dump load* em duas situações operacionais da microrrede. A primeira situação operacional, refere-se ao caso em que a unidade eólica possui capacidade suficiente para atender a demanda da carga mais a demanda mínima da *dump load* ($P_{DL_{min}}$). Nesse caso, a tensão do barramento CC é exclusivamente controlada pela *dump load*. A segunda situação operacional, ocorre quando o gerador a diesel opera juntamente com a unidade eólica no suprimento da carga da microrrede. Nesse caso, a malha de controle de tensão do barramento CC, associada à *dump load*, atua para evitar que a tensão do barramento CC ultrapasse seu limite superior em situações típicas de variação de vento e redução de carga da microrrede, e assim evitando a danificação dos componentes do barramento CC e do conversor estático.

O controlador proposto para regular a tensão do barramento CC, considera um sinal de erro da tensão do barramento CC e um sinal de controle em malha aberta que define a referência de potência elétrica inicial dissipada pela *dump load*. Em situações operacionais de elevação da tensão V_{CC} medida, surge um erro de tensão positivo, de modo que o controlador aumenta a razão cíclica, que atua na chave IGBT do conversor, fazendo com que a *dump load* aumente a dissipação de potência, a fim de reduzir a tensão do barramento CC. Na situação de redução da tensão do barramento CC, surge um erro de tensão negativo, de modo que o controlador reduz a ação de controle aplicada ao IGBT. Nesse caso, a ação de controle é negativa, de modo que a adição da mesma com a ação de controle em malha aberta (responsável por garantir a dissipação da potência inicial P_{DL0}), resulta na redução da ação de controle total.

A potência inicial de operação da *dump load* é definida através de uma constante $K1$ que relaciona a potência inicial a ser dissipada pela *dump load* com a ação de controle em

malha aberta necessária para a dissipação da mesma, considerando a tensão nominal de operação do barramento CC. A malha de controle da tensão do barramento CC adicionada à *dump load*, atua sobre um circuito do tipo *buck*, conforme ilustrado na Figura 42.

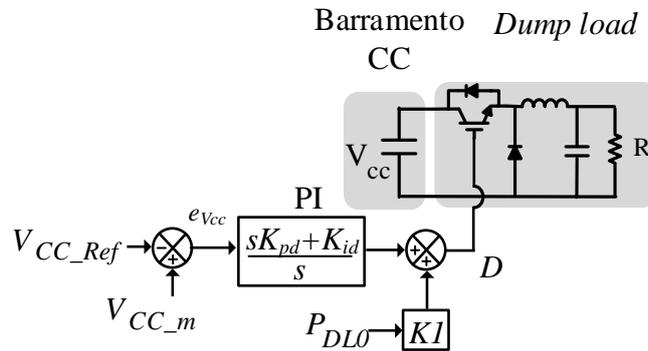


Figura 42 – Diagrama de controle de V_{cc} com atuação na *dump load*.

Na Figura 42, K_{pd} e K_{id} são ganhos proporcional e integral do controlador, respectivamente e $e_{V_{CC}}$ é o erro ($V_{CC_m} - V_{CC_ref}$) da variável controlada (V_{CC}). Ressalta-se que a potência máxima dissipada pela *dump load* é limitada a P_{DL_nom} por meio de limitadores que atuam na ação de controle. É importante mencionar que durante a atuação da malha de controle da tensão do barramento CC associada à *dump load*, se a potência da *dump load* atingir zero, e a tensão do barramento CC estiver abaixo do valor de referência, o integrador do controlador é desabilitado. A mesma situação ocorre quando a potência dissipada pela *dump load* atinge o valor máximo e a tensão do barramento CC estiver acima do valor de referência. Pois assim evita-se que a ação de controle aumente enquanto o controle não é eficaz.

5.6 Malha de Controle da Tensão do Barramento CC adicionada ao Gerador a Diesel

A utilização de um gerador síncrono movido por uma máquina a diesel conectado diretamente no barramento CA da microrrede, controlando a tensão do barramento CC do conversor *back-to-back* da unidade eólica, através da injeção de potência ativa na microrrede, é a principal contribuição do presente trabalho. Uma vantagem da malha de controle proposta atuando sobre um gerador a diesel se refere ao fato de que a operação e o controle de geradores síncronos com unidades motrizes a diesel normalmente ocorrem sem o emprego de conversores estáticos. Desse modo, sua operação e controle são relativamente simples em comparação com a operação e controle de unidades de geração baseadas em conversores estáticos.

O controle deste tipo de máquina, é normalmente realizado por meio de sensores de velocidade, regulador eletrônico e o atuador. De acordo com Bolaños (2012), o regulador eletrônico compara um sinal de velocidade medida com um sinal de referência de velocidade e gera um sinal de corrente que faz com que o atuador altere o fluxo de combustível de acordo com a necessidade. Nesse trabalho, ao invés de um regulador de velocidade, emprega-se a malha de controle proposta para regulação da tensão do barramento CC, que é responsável por gerar o sinal que impõe um fluxo de combustível da máquina motriz do gerador síncrono.

A ação da malha de controle proposta é formada pela soma de um sinal que vem de um controlador do tipo proporcional-integral (PI) e um sinal de controle em malha aberta utilizado para definir a potência inicial do gerador a diesel. O controlador proposto considera o erro entre a tensão medida do barramento CC e a tensão de referência do barramento em questão. A redução da tensão do barramento CC, da origem a um erro positivo de tensão. Para o erro em questão, o controlador proporcional-integral gera uma ação de controle positiva que acrescida do sinal de controle em malha aberta (referente a potência inicial do gerador) gera um sinal de controle resultante (P_{GDI}), responsável pelo aumento da potência mecânica do gerador a diesel. Quando ocorre o aumento da tensão do barramento CC, o controlador proporcional-integral gera um sinal de controle negativo, que somado a ação de controle (P_{GDI0}), gera uma ação de controle que tende a reduzir a potência do gerador a diesel.

A constante K2, é empregada para transformar o valor da potência inicial do gerador a diesel (P_{GDI0}), em um sinal de controle proporcional a sua potência inicial (P_{GDI0}). A malha de controle adicionada ao gerador a diesel é mostrada na Figura 43.

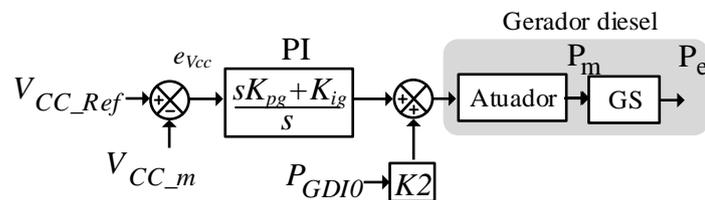


Figura 43 – Diagrama de controle de V_{cc} com atuação no GDI.

Na Figura 43, K_{pg} e K_{ig} são ganhos proporcional e integral do controlador, respectivamente, e $e_{v_{cc}}$ é o erro ($V_{CC_ref} - V_{CC_m}$) da variável controlada (V_{CC}). Na ocorrência de uma variação negativa da tensão do barramento CC, devido à entrada de um bloco de carga na microrrede, por exemplo, o controlador proposto permite que o gerador a diesel aumente a potência ativa injetada na microrrede até que a tensão do barramento CC seja controlada.

Conforme mostrado no fluxograma da Figura 41, há um esquema de coordenação entre as malhas de controle associadas à *dump load* e ao gerador a diesel, que funciona exclusivamente no modo eólica-diesel. Essa coordenação é necessária para realização do controle da tensão do barramento CC, na ocorrência de grandes desbalanços de potência no barramento CC, que ocorrem normalmente devido à desaceleração da turbina eólica.

Na operação da microrrede no modo eólica-diesel, a principal malha de controle da tensão do barramento CC é a malha associada ao gerador a diesel. Considerando a ocorrência de uma grande variação negativa de velocidade de vento, uma grande potência desacelerante pode ser requerida para a turbina eólica atingir a nova referência de velocidade. Essa potência desacelerante pode implicar em uma grande variação positiva de potência na entrada do barramento CC e, conseqüentemente, uma grande variação positiva de tensão do barramento CC. A estratégia proposta de coordenação entre as malhas de controle da tensão do barramento CC, garante que em situações de variações positivas da tensão do barramento CC, se a tensão do barramento CC atingir valor superior a $V_{CC_ref} + \Delta V_{CC}$, a malha de controle da tensão do barramento CC associada ao gerador a diesel será desabilitada e a malha de controle associada à *dump load* será habilitada, de modo que as duas malhas nunca atuem de maneira simultânea.

Na ocorrência de um evento de desaceleração da turbina eólica, após a *dump load* atuar na dissipação da potência desacelerante da turbina eólica no barramento CC, através da malha de controle proposta, se a geração de potência da unidade eólica não for suficiente para atender a demanda da carga, a tensão do barramento CC irá apresentar variação negativa, até que a malha de regulação da tensão do barramento CC associada à *dump load* seja então desabilitada para que a malha associada ao gerador a diesel, seja habilitada novamente para controlar a tensão do barramento CC por meio da injeção de potência ativa no barramento CA da microrrede. Durante o período em que a malha de controle da tensão do barramento CC, adicionada ao gerador a diesel permanece desabilitada, a potência gerada pelo gerador em questão permanece constante, a fim de evitar atuações indevidas e esforços adicionais ao gerador a diesel, como no caso mencionado da desaceleração da turbina eólica.

Na situação operacional de variação positiva de velocidade de vento, conforme já mencionado, surge uma potência acelerante, demandada pela turbina eólica, para a mesma atingir a nova referência de velocidade. A potência acelerante causa uma variação negativa da potência elétrica de entrada do barramento CC, o que leva a tensão do barramento a variar negativamente. Nessa situação operacional, apenas a malha de regulação da tensão do

barramento CC associada ao gerador a diesel atua para compensar a variação da tensão do barramento CC, por meio do aumento da potência de geração do gerador a diesel.

5.7 Formulação Básica do Problema de Controle Referente ao Projeto dos Controladores Propostos

O projeto de controladores através de técnicas de controle moderno, ou seja, no domínio do tempo, é bastante comum em sistemas de potência para o projeto de controladores de amortecimento. Entretanto, tais técnicas são gerais o suficiente para serem aplicadas em sistemas dinâmicos em geral. Além do mais, as técnicas de controle moderno, podem ser classificadas como robustas, quando elas consideram as incertezas existentes nos modelos matemáticos utilizados pela metodologia de projeto. Tais incertezas, podem estar associadas, por exemplo, às variações no ponto de operação do sistema ou variações de parâmetros do modelo. Dessa maneira, se pode garantir formalmente um desempenho aceitável para o sistema em malha fechada, frente as incertezas consideradas no projeto. A presente seção, aborda a técnica empregada para a realização do projeto dos controladores da tensão do barramento CC.

Dentre as características das técnicas de controle moderno, está a capacidade de se trabalhar com sistemas dinâmicos complexos, que é aonde normalmente se enquadram os problemas de controle contemporâneos. A análise de estabilidade a pequenas perturbações em sistemas dinâmicos e o projeto dos controladores para eles, podem ser formulados como problemas de otimização convexa com restrições na forma de desigualdades matriciais lineares (LMIs, do inglês, *Linear Matrix Inequalities*). Uma grande vantagem de se trabalhar com LMIs, consiste na possibilidade de especificar vários critérios de desempenho no procedimento de projeto do controlador (OLIVEIRA, 2006).

Nesse contexto, o projeto dos ganhos do controlador da tensão do barramento CC das malhas de controle associadas, respectivamente, à *dump load* e ao gerador a diesel, é realizado com base em uma formulação de controle estruturada na forma de LMIs para um controlador do tipo proporcional-integral baseado em realimentação dinâmica de saída. A formulação do problema de controle leva em consideração as incertezas associadas às variações do ponto de operação do sistema. A formulação do problema de controle utiliza como índice de desempenho a minimização da energia do sinal de saída de interesse. É importante mencionar que a minimização da energia pode levar a controladores impraticáveis para obter um valor

mínimo de energia (OLIVEIRA *et al.*, 2007), por isso, na formulação do problema de controle, utiliza-se também a imposição de um fator de amortecimento mínimo para todos os polos do sistema. Uma vantagem da formulação do problema de controle com base na minimização da energia de um sinal de saída do sistema, para o projeto dos ganhos do controlador em questão, é a especificação do sinal de interesse do projetista e, neste trabalho, o sinal de saída adotado é o desvio de tensão do barramento CC ($\Delta V_{CC} = V_{CC_ref} - V_{CC}$).

5.7.1 Controlador Baseado na Realimentação Dinâmica de Saída

Para atuar em um sistema dinâmico é necessário um sinal de controle conveniente do tipo $u(t)$. No problema de controle abordado nesse trabalho, a tensão do barramento CC é regulada para o valor de referência através de um sinal de controle que atuará no dispositivo auxiliar, de acordo com o modo de operação da microrrede. Conforme já mencionado, para o modo somente-eólica, o sinal de controle atuará na *dump load* e para o modo eólica-diesel o sinal de controle atuará na unidade diesel.

O sistema linear mostrado em (55)-(56), pode ser reescrito da seguinte forma:

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t), \quad (64)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C}\mathbf{x}(t), \quad (65)$$

onde $\mathbf{x}(t) \in R^n$ é o vetor dos desvios das variáveis de estado em relação ao ponto de operação, $\mathbf{u}(t) \in R^p$ é o vetor de entrada de controle (corresponde a variável de controle D em (37) no caso da *dump load* e, da variável de controle \bar{P}_{GDI} na Figura 18, no caso da unidade diesel) e $\mathbf{y}(t) \in R^q$ é o vetor com as saídas do sistema (corresponde ao desvio da tensão do barramento CC). Um procedimento clássico para o controle de sistemas dinâmicos é a utilização de realimentação estática de estados, no entanto, a realimentação dinâmica de saída possibilita a utilização de mais especificações na formulação do problema de controle (OLIVEIRA, 2006).

Um controlador baseado na realimentação dinâmica de saída, utiliza a seguinte lei de realimentação:

$$\mathbf{u} = \mathbf{K}(s) \mathbf{y}, \quad (66)$$

onde $\mathbf{K}(s)$ é a função de transferência do controlador, cuja a forma geral no espaço de estados é

$$\dot{\mathbf{x}}_c(t) = \mathbf{A}_c \mathbf{x}_c(t) + \mathbf{B}_c \mathbf{y}(t), \quad (67)$$

$$\mathbf{u}(t) = \mathbf{C}_c \mathbf{x}_c(t) + \mathbf{D}_c \mathbf{y}(t), \quad (68)$$

onde $\mathbf{x}_c(t) \in \mathbb{R}^m$ é o vetor das variáveis de estado do controlador. A ação do controlador $\mathbf{u}(t)$, corresponde a aplicação do ganho \mathbf{C}_c nos estados do controlador e do ganho \mathbf{D}_c na saída da planta $\mathbf{y}(t)$. O sistema em malha fechada, considerando a conexão entre (64)-(65) e (67)-(68), pode ser representado através de:

$$\dot{\tilde{\mathbf{x}}}(t) = \tilde{\mathbf{A}} \tilde{\mathbf{x}}(t), \quad (69)$$

sendo

$$\tilde{\mathbf{A}} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} + \mathbf{B} \mathbf{D}_c \mathbf{C} & \mathbf{B} \mathbf{C}_c \\ \mathbf{B}_c \mathbf{C} & \mathbf{A}_c \end{bmatrix}, \quad (70)$$

onde $\tilde{\mathbf{A}} \in \mathbb{R}^{(n+m) \times (n+m)}$ é a matriz dos estados do sistema em malha fechada e $\tilde{\mathbf{x}} \in \mathbb{R}^{m+n}$ é o vetor com os estados do sistema e do controlador. O problema de controle consiste em determinar as matrizes \mathbf{A}_c , \mathbf{B}_c , \mathbf{C}_c e \mathbf{D}_c que satisfaçam as restrições do problema de controle, com foco na tensão do barramento CC.

5.7.2 Robustez de Estabilidade do Sistema

Conforme já mencionado, a consideração de incertezas referentes às variações paramétricas, bem como do ponto de operação do sistema, podem conferir robustez de estabilidade ao sistema, uma vez que essas características sejam consideradas no projeto do controlador. Em geral, as metodologias baseadas em técnicas lineares de projeto consideram um único ponto de operação do sistema. Entretanto, durante a operação típica de um sistema, tal como uma microrrede, podem ocorrer mudanças de carga ao longo do dia. Na operação da unidade eólica no modo seguidor de carga, a velocidade de operação da turbina é

frequentemente ajustada a fim de atender a demanda de potência da microrrede. Conforme já mencionado, a potência acelerante que a turbina eólica requer para uma mudança de velocidade é variável ao longo da curva de potência da unidade eólica. Dessa forma, é importante que as incertezas referentes ao ponto de operação da turbina eólica sejam incluídas no projeto do controlador.

A técnica utilizada para garantir a robustez de estabilidade, frente as incertezas do ponto de operação, é denominada de modelagem politópica (OLIVEIRA, 2006). A aplicação dessa técnica permite a obtenção de um modelo que considera múltiplos pontos de operação da microrrede em questão. Cada um dos L pontos de operação considerado, resultará em um modelo linear da microrrede. Tais modelos são estruturados considerando o modelo mostrado na expressão (70). Dessa forma, o conjunto de modelos lineares, é dado por

$$\dot{\tilde{\mathbf{x}}}(t) = \tilde{\mathbf{A}}_i \tilde{\mathbf{x}}(t), \quad \tilde{\mathbf{A}}_i = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_i + \mathbf{B}_i \mathbf{D}_c \mathbf{C}_i & \mathbf{B}_i \mathbf{C}_c \\ \mathbf{B}_c \mathbf{C}_i & \mathbf{A}_c \end{bmatrix}, \quad (71)$$

onde $i = 1, \dots, L$, são os L diferentes pontos considerados na análise.

A robustez de estabilidade do sistema envolvendo a modelagem politópica pode ser tratada na forma de LMIs. Considerando um modelo dado por:

$$\dot{\mathbf{x}}(t) \in \Omega \mathbf{x}(t), \quad \mathbf{x}(0) = \mathbf{x}_0, \quad (72)$$

onde o politopo Ω é um conjunto no espaço das matrizes $n+m \times n+m$ formado pela combinação convexa das matrizes $\tilde{\mathbf{A}}_i$, e $\mathbf{x}(0)$ é a condição inicial do sistema em malha fechada. O conjunto Ω pode ser escrito na forma

$$\Omega = Co\{\tilde{\mathbf{A}}_1, \dots, \tilde{\mathbf{A}}_L\} := \left\{ \sum_{i=1}^L \lambda_i \tilde{\mathbf{A}}_i / \lambda_i \geq 0, \sum_{i=1}^L \lambda_i = 1 \right\}, \quad (73)$$

onde o conjunto Ω é um politopo no espaço das matrizes, e as matrizes $\tilde{\mathbf{A}}_i$ são seus vértices. A modelagem apresentada em (73) é chamada de Inclusão Diferencial Linear Politópica (IDL) (BOYD, 1994). Qualquer função $\mathbf{x} : \mathbf{R}_+ \rightarrow \mathbf{R}^m$ que satisfaz (72) é chamada trajetória (ou solução da IDLP) (OLIVEIRA, 2006).

A convexidade intrínseca ao conjunto Ω é uma característica bastante útil para a análise da estabilidade e para o projeto de controladores (OLIVEIRA, 2006). Essa característica

permite que o sistema apresente a propriedade da estabilidade quadrática. A IDLP (73), será quadraticamente estável se, e somente, existir $\mathbf{P}^T = \mathbf{P} > 0$ tal que as LMIs

$$\tilde{\mathbf{A}}_i^T \mathbf{P} + \mathbf{P} \tilde{\mathbf{A}}_i < 0, \quad i = 1 \dots L, \quad (74)$$

sejam satisfeitas simultaneamente. Em (74), \mathbf{P} é variável matricial de Lyapunov particionada e de ordem adequada. Dessa maneira, o emprego da modelagem politópica associada à teoria da estabilidade quadrática, garante a estabilidade do sistema em malha fechada para os pontos de operação definidos durante a construção do sistema politópico e para os pontos de operação gerados a partir da combinação convexa dos vértices do politopo (OLIVEIRA, 2006).

5.7.3 Índices de Desempenho Empregados na Formulação do Problema de Controle

No problema de controle da tensão do barramento CC, além de garantir a estabilidade do sistema, deve-se garantir que o desempenho transitório do sistema seja satisfatório. Normalmente, um bom desempenho do sistema em malha fechada pode ser conseguido através da especificação de índices de desempenho mínimos na etapa de projeto. Nesse trabalho, adota-se como índice de desempenho a energia do sinal de desvio da tensão do barramento CC juntamente com a utilização de um fator de amortecimento mínimo para todos os polos do modelo linear da microrrede.

A energia do sinal de saída de interesse fornece informações a respeito do comportamento do sinal de saída. Um valor ilimitado de energia do sinal em questão significa que a amplitude do sinal não decai para o ponto de equilíbrio. O sinal de saída é estável se o valor de energia do sinal for finito (ROSSI, 2012). Na Figura 44, apresentam-se dois sinais hipotéticos e suas respectivas energias, sendo o sinal $y_1(t)$ estável e $y_2(t)$ um sinal instável.

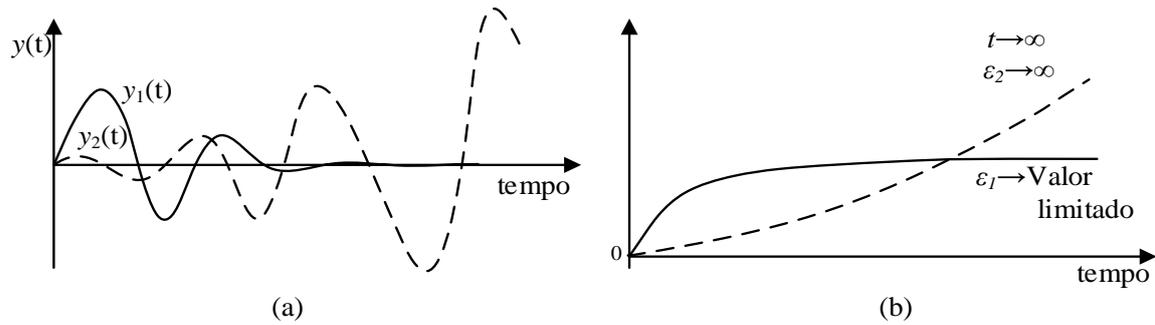


Figura 44 – (a) Comportamento de dois sinais hipotéticos. (b) Energia dos sinais $y_1(t)$ e $y_2(t)$.

Na Figura 44-b, a energia do sinal $y_1(t)$ (ε_1) tende a um valor limitado, já a energia do sinal $y_2(t)$ (ε_2), tende a um valor infinito. A minimização da energia do sinal da tensão do barramento CC é utilizada na formulação do problema de controle. A formulação do problema de controle, que assegura um limite superior para energia do sinal de saída para uma dada condição inicial $\bar{x}(0)$, é dada pelas desigualdades (BOYD, 1994)

$$P^T = P > 0, \quad (75)$$

$$A_i^T P + P A_i + C_i^T C_i < 0, \quad (76)$$

$$\bar{x}^T(0) P \bar{x}(0) < \varepsilon_0, \quad (77)$$

onde ε_0 é o limite superior de energia do sinal de saída de interesse. Na LMI (76), o índice i representa a consideração da modelagem politópica para L pontos de operação considerados. Se as LMIs (75)-(77) forem satisfeitas, a energia do sinal de interesse será menor que ε_0 .

Nesse trabalho, utiliza-se um limite de energia inicial, que é definido arbitrariamente pelo projetista. Como será abordado posteriormente, tal valor de energia é minimizado no algoritmo proposto para o projeto dos ganhos do controlador. A condição inicial $\bar{x}(0)$, corresponde ao desvio da condição inicial utilizado para estimular o sinal de saída de interesse. Para um fator de amortecimento constante do sinal de interesse, quanto maior for a perturbação, maior será o limite de energia do sinal em questão. Informações detalhadas a respeito da formulação do problema de controle baseado na imposição de um limite superior para a energia de um sinal de saída podem ser encontradas em (BOYD, 1994).

A minimização da energia pode levar a controladores com ganhos elevados ou até mesmo a ocorrência de modos oscilatórios com baixo fator de amortecimento. Para evitar que tal problema ocorra, utiliza-se também a formulação do problema de controle para o

posicionamento regional de polos, para impor um fator de amortecimento mínimo a todos os polos do sistema. No modo de operação eólica-diesel, por exemplo, onde o gerador a diesel controla a tensão do barramento CC, os ganhos do controlador em questão afetam o modo eletromecânico do gerador a diesel. Para garantir um fator de amortecimento mínimo para esses modos em questão e os demais modos do sistema, utiliza-se o índice de desempenho baseado em posicionamento regional de polos (PRP) do sistema em malha fechada na formulação do problema de controle.

A técnica de projeto de controladores utilizando o posicionamento regional de polos é comumente aceita em sistemas elétricos de potência, para garantir um fator de amortecimento mínimo para os modos de oscilação do sistema em malha fechada (GOMES *et al.*, 2003). Os autovalores λ_i , para $i = 1, \dots, n$, do modelo linear da microrrede, descrevem todos os modos de resposta do sistema. O fator de amortecimento ζ_i , referente ao i -ésimo modo de resposta do sistema, pode ser obtido por: $\zeta_i = -\sigma_i / \sqrt{(\sigma_i^2 + \omega_i^2)}$, onde σ_i é a parte real do autovalor e ω_i é a parte imaginária do autovalor. A imposição de um fator de amortecimento mínimo a todos os polos do sistema em malha fechada, pode ser realizado na forma de LMIs (CHILALI *et al.*, 1999). Com o emprego dessa técnica, todos os polos do sistema permanecem dentro da região cônica definida pelo fator de amortecimento mínimo ζ_0 , conforme ilustrado na Figura 45.

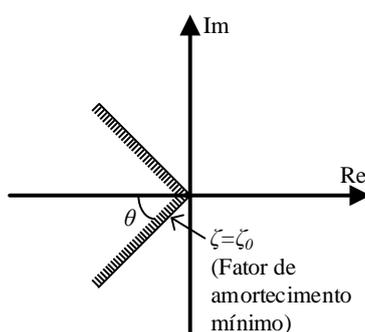


Figura 45 – Região para o posicionamento de polos.

O posicionamento regional de polos do sistema, com fator de amortecimento mínimo ζ_0 , pode ser incorporado ao procedimento de projeto do controlador por meio de restrições na forma de LMIs. Os polos do sistema estarão contidos na região cônica mostrada na Figura 45, se e somente se existir uma matriz $\mathbf{P}^T = \mathbf{P} > 0$, tal que (CHILALI *et al.*, 1999):

$$\begin{bmatrix} \sin\theta(A_i^T P + PA_i) & \cos\theta(A_i^T P - PA_i) \\ \cos\theta(A_i^T P - PA_i)^T & \sin\theta(A_i^T P + PA_i) \end{bmatrix} < 0, \quad (78)$$

onde $\theta = \cos^{-1}\zeta_0$, sendo ζ_0 o fator de amortecimento mínimo requerido e i corresponde aos L pontos de operação considerados na modelagem. Maiores detalhes a respeito da formulação do problema de controle baseado no posicionamento regional de pólos podem ser vistos em (CHILALI *et al.*, 1999).

5.7.4 Formulação da Metodologia de Projeto Empregada

Conforme já mencionado previamente, o problema de controle proposto é estruturado na forma de desigualdades matriciais utilizando o sistema em malha de fechada. Os controladores gerados com formulações de controle estruturadas na forma de LMIs, baseadas em realimentação dinâmica de saída, normalmente possuem ordem elevada. Nesse trabalho, utiliza-se um controlador de ordem reduzida. A função de transferência do controlador do tipo proporcional-integral (PI) com estrutura paralela é mostrada na Figura 46.

$$y(s) \rightarrow \boxed{\frac{PI}{s}} \rightarrow u(s)$$

Figura 46 – Função de transferência do controlador proporcional-integral.

O controlador do tipo proporcional-integral, possui ordem 1. A transformação da função de transferência do controlador da Figura 46, para a representação em espaço de estados, pode ser dada por: $A_c = [0]$, $B_c = [1]$, $C_c = [K_i]$ e $D_c = [K_p]$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral. O sinal de saída da planta $y(t)$ é o desvio de tensão do barramento CC e o sinal $u(t)$ é a ação de controle.

O problema de controle consiste em determinar as variáveis C_c , D_c e a variável matricial de Lyapunov P . As expressões apresentadas em (75)-(78), são desigualdades matriciais sobre as variáveis C_c , D_c e P , que resultam em termos não lineares e, por isso, são chamadas de desigualdades matriciais bilineares (BMI, do inglês, *Bilinear Matrix Inequalities*). Em geral, problemas de controle baseados em BMIs podem ser tratados através de métodos convencionais utilizados para resolver problemas na forma de LMIs. Uma alternativa para

resolver problemas de controle baseados em BMIs é o uso de algoritmos iterativos. Um método iterativo que pode ser utilizado para obter a solução desse tipo de problema de controle é o algoritmo V-K (SKELTON,1998). A convergência do algoritmo V-K depende fortemente da condição inicial dada. Devido a isso, o conhecimento do problema de controle em análise pode resultar em boas características de convergência. Dessa forma, o método iterativo V-K é utilizado nesse trabalho para resolver o problema de controle, onde as BMIs são transformadas em LMIs em cada iteração do processo iterativo.

Para melhorar a característica de convergência do algoritmo, são colocadas restrições na faixa de valores dos ganhos dos controladores. Desta forma, o algoritmo V-K consiste em minimizar δ sobre C_c e D_c , P , sujeito a:

$$P^T = P > 0, \quad (79)$$

$$A_i^T P + P A_i + C_i^T C_i < \delta I, \quad (80)$$

$$\bar{x}^T(0) P \bar{x}(0) < \varepsilon_0, \quad (81)$$

$$\begin{bmatrix} \sin\theta(A_i^T P + P A_i) & \cos\theta(A_i^T P - P A_i) \\ \cos\theta(A_i^T P - P A_i)^T & \sin\theta(A_i^T P + P A_i) \end{bmatrix} < \delta I, \quad (82)$$

$$K_{i_min} \leq C_c \leq K_{i_max}, \quad (83)$$

$$K_{p_min} \leq D_c \leq K_{p_max}, \quad (84)$$

onde K_{i_min} e K_{i_max} representam respectivamente o valor mínimo e máximo do ganho integral do controlador da tensão do barramento CC e K_{p_min} e K_{p_max} representam respectivamente o valor mínimo e máximo do ganho proporcional do controlador em questão. A energia do sinal de saída será limitada a ε_0 e os autovalores do sistema situados na região cônica definida por ζ_0 se, e somente se, o valor de δ for menor ou igual a zero ($\delta \leq 0$). A solução das desigualdades matriciais (79)-(84) é obtida iterativamente, de acordo com o algoritmo apresentado a seguir.

Algoritmo V-K:

- Passo 1: Definir uma matriz qualquer P positiva definida, as faixas dos ganhos do controlador e a energia inicial.
- Passo 2: Com a matriz P fixa, minimizar δ sobre C_c e D_c , sujeito às LMIs (80),(82)-(84).

- Passo 3: Com os ganhos C_c e D_c fixos, minimizar δ sobre P , sujeito às LMIs (79)-(82).
- Passo 4: Se $\delta \leq 0$, os controladores são obtidos. Caso contrário, o algoritmo retorna ao passo 2 com a nova matriz P determinada.
- Passo 5: Se $\delta \leq 0$, os controladores já foram obtidos para a energia inicial definida antes do início do processo iterativo. No entanto, pode-se aplicar um fator de redução K_{red} na energia inicial, para realizar a minimização da energia do sinal de tensão do barramento CC. Para isso, o algoritmo retorna ao passo 2 considerando a energia inicial reduzida pelo fator de redução ($\varepsilon_{i+1} = \varepsilon_i \cdot K_{red}$, onde i é o índice de cada redução de energia). Caso a energia definida seja infactível, o algoritmo é finalizado após atingir um número limite de iterações.

O algoritmo adotado garante formalmente que o controlador resultante seja robusto em relação aos pontos de operação considerados na fase de projeto. Na Figura 47, o algoritmo utilizado para calcular os controladores das malhas de controle propostas é descrito em forma de fluxograma.

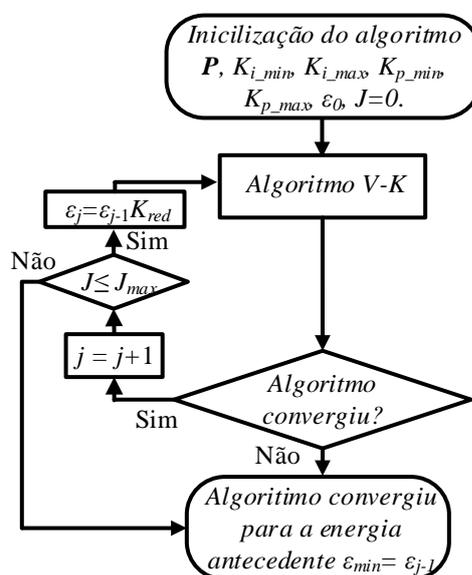


Figura 47 – Fluxograma do algoritmo proposto para resolver as desigualdades matriciais da formulação do problema de controle.

Na Figura 47, a variável j corresponde à j -ésima iteração e J_{max} o número máximo de iterações permitido. A escolha de J_{max} elevado pode resultar em um elevado tempo computacional para a resolução do problema de controle. O fator de redução de energia limite do sinal de saída K_{red} , também pode ser escolhido com base em testes com o algoritmo. A escolha de um fator de redução muito próximo de 1 implica em um número excessivo de

iterações do algoritmo até atingir o valor mínimo de energia. A escolha da energia inicial exerce grande impacto no tempo computacional, devido ao processo de redução da energia inicial. Caso o valor de energia inicial não seja factível, o projetista pode aumentar o valor inicial de energia limite do sinal de saída de interesse.

6 RESULTADOS

As estratégias operacionais e de controle propostas, assim como o comportamento dinâmico da microrrede proposta, são avaliadas e validadas nesse capítulo por meio de simulações computacionais no domínio do tempo envolvendo o modelo não linear do sistema e análises modais. As simulações no domínio do tempo foram realizadas por meio do algoritmo de resolução de equações diferenciais ODE23s incorporado no *software* Matlab[®]. As análises modais foram realizadas a partir dos autovalores e fatores de participação do modelo linear do sistema. Nas análises realizadas, foram consideradas variações de carga e de velocidade de vento, tanto no modo somente-eólica, quanto no modo eólica-diesel, para avaliar e validar a eficácia das malhas de controle propostas na regulação da tensão do barramento CC do conversor da unidade eólica.

O projeto dos ganhos dos controladores propostos das malhas de controle da tensão do barramento CC foi realizado através da solução do problema de controle proposto, apresentado em (79)-(84), por meio do *solver* ‘mincx’, disponível no *LMI Toolbox* do Matlab[®], o qual realiza a minimização de uma função objetivo sujeita a um conjunto de LMIs. O resultado desse processo de minimização fornece os ganhos do controlador que garantem as especificações de projeto. Através do sistema linearizado, analisa-se os modos de respostas associados aos autovalores do modelo. Finalmente, o comportamento da microrrede para variações de carga e de velocidade de vento é avaliado por meio de simulações não lineares no domínio do tempo.

Na Figura 48, apresenta-se um diagrama geral da microrrede com as malhas de controle da tensão do barramento CC e o filtro proposto na malha de regulação de velocidade. O bloco referido como controlador da DL, contém a malha de controle proposta da tensão do barramento CC adicionada à *dump load*. O bloco referido como controlador do GDI contém a malha de controle proposta de controle da tensão do barramento CC adicionada ao gerador a diesel. Para maiores detalhes, ver Capítulo 5.

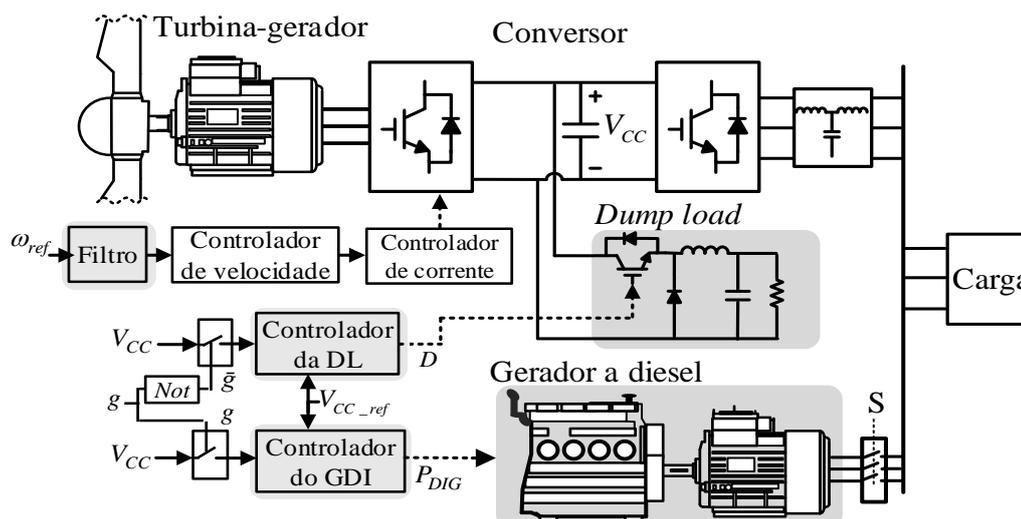


Figura 48 – Diagrama geral da microrrede considerando os controles da tensão do barramento CC adicionados à *dump load* e ao gerador a diesel e o filtro adicionado na malha de controle de velocidade.

Os principais parâmetros da microrrede empregada nesse trabalho encontram-se no APÊNDICE A, juntamente com os ganhos dos controladores do conversor do lado da rede, conversor do lado do gerador, regulador de tensão do gerador a diesel e regulador de tensão do gerador da unidade eólica. O projeto do ganho desses controladores não é o foco desse trabalho. Para o dimensionamento dos componentes do filtro do conversor do lado da rede e dos componentes do conversor associado à *dump load*, empregou-se metodologias clássicas apresentadas na literatura. Por exemplo, os parâmetros do conversor *buck*, foram determinados de acordo com o modelo clássico apresentado na literatura em Barbi (2006), com operação definida no modo CCM (RASCHID, 2012). O dimensionamento do filtro LCL seguiu a metodologia apresentada em Resnik *et al.* (2014), que leva em consideração o *ripple* máximo de corrente admitido no indutor do lado do conversor, a tensão do barramento CC e a frequência de chaveamento do conversor, de modo que a frequência de ressonância do filtro seja inferior a metade da frequência de chaveamento do conversor e superior em dez vezes à frequência da rede.

6.1 Projeto dos Ganhos dos Controladores

Nesta seção, apresentam-se os resultados obtidos através da aplicação do algoritmo proposto para a obtenção dos ganhos do controlador da malha de controle da tensão do barramento CC da unidade eólica. O projeto do controlador é feito de forma a garantir os índices

de desempenho incluídos na formulação do problema de controle apresentados na seção 5.7. O algoritmo proposto é aplicado na determinação dos ganhos do controlador adicionado à *dump load* e ao gerador diesel para a regulação da tensão do barramento CC.

O sinal de saída de interesse da microrrede, para o projeto do controlador, é o desvio de tensão do barramento CC. A formulação do problema de controle, requer a definição de uma energia inicial para o sinal de interesse e um fator de amortecimento mínimo para todos os autovalores do sistema. A consideração das incertezas referentes ao ponto de operação é considerada na etapa de projeto dos ganhos do controlador em questão, e é feita levando em consideração pontos de operação distintos da unidade eólica.

Conforme mencionado na seção 5.7, o problema de controle, que utiliza como índice de desempenho a energia do sinal de saída, requer um limite de energia para o sinal de interesse. Tal limite é uma entrada do problema de controle a ser definida pelo projetista. Conforme mencionado previamente, o algoritmo proposto realiza a minimização do limite de energia do sinal de interesse durante o processo iterativo de cálculo. O valor da energia do sinal do desvio de tensão do barramento CC depende das características de atuação do dispositivo auxiliar empregado na malha de controle da tensão do barramento CC e do valor dos ganhos dos controladores.

A resposta de tensão do barramento CC devido a atuação da *dump load* é bastante rápida, sendo da ordem de milissegundos. Isso faz com que a energia do sinal do desvio tensão do barramento CC tenda a um valor próximo de zero. A resposta da tensão do barramento CC devido a atuação do gerador a diesel é mais lenta em relação à *dump load*, sendo da ordem de segundos. Dessa forma, quando a tensão do barramento CC é controlada pelo gerador a diesel, a energia do sinal do desvio de tensão do barramento CC apresenta um valor mínimo superior à energia mínima obtida para o desvio da tensão do barramento CC quando essa é controlada pela *dump load*. Dessa forma, a energia inicial definida para o projeto dos ganhos do controlador adicionado à *dump load* pode ser inferior a energia inicial definida para o projeto dos ganhos do controlador adicionado ao gerador a diesel.

6.1.1 Ajuste do Controlador de Velocidade da Unidade Eólica

O controlador de velocidade é apresentado primeiramente, devido sua importância na operação da unidade eólica como seguidor de carga e sua influência no comportamento dinâmico do barramento CC. O projeto desse controlador não foi realizado utilizando a

metodologia baseada na minimização da energia da saída, pelo fato de que a minimização da energia do sinal de velocidade tem um impacto muito significativo na resposta da tensão do barramento CC. Portanto, é mais adequado que o ajuste do controlador de velocidade seja baseado no tempo de resposta da velocidade e na observação do impacto da variação de velocidade na tensão do barramento CC.

Para a determinação dos ganhos do controlador de velocidade da turbina eólica utilizou-se a ferramenta ‘pidtool’ do Matlab®. A ferramenta em questão requer o modelo linearizado do sistema. É possível especificar o tempo de acomodação do sinal e seu *overshoot*. Dessa forma, com base no impacto negativo que a rápida aceleração da turbina exerce sobre a tensão do barramento CC, adotou-se um tempo de acomodação de 42 segundos e *overshoot* de 5% para a velocidade da turbina eólica. Além desse tempo de resposta em questão, ser um valor típico de sistemas eólicos, ele proporciona um compromisso entre a regulação de velocidade da turbina e o impacto na tensão do barramento CC.

Para o ajuste do controlador de velocidade, o modelo da microrrede operando apenas no modo somente-eólica foi linearizado no ponto de operação da unidade eólica com velocidade da turbina igual a 0,85 p.u., potência elétrica ativa na saída da unidade eólica igual a 1,2 MW, velocidade de vento igual a 11,5 m/s. Conforme mencionado na estratégia de controle de velocidade da turbina eólica, a malha de controle de velocidade é externa a malha de controle da corrente de eixo q do gerador síncrono da unidade eólica. Para o projeto do controlador de velocidade da unidade eólica considera-se que a entrada de controle do sistema é $u(t) = i_{qref}$ e a variável de saída do sistema (variável controlada) $g(t) = \omega_t$. Essa definição possibilita a construção do sistema do tipo SISO, de acordo com a teoria apresentada na seção 4.9. Os ganhos fornecidos pela ferramenta ‘pidtool’ do MATLAB® são exibidos na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros do controlador associado à malha de controle de velocidade da turbina eólica.

K_{pv}	K_{iv}
3,64	0,44

Empregando-se a análise modal no sistema linearizado, determinou-se os modos de resposta associados a velocidade da turbina eólica e o modo associado ao controlador de velocidade da turbina eólica. Na Tabela 3, são apresentados os polos associados à velocidade da turbina eólica, considerando-se dois valores de ganho proporcional do controlador de velocidade distintos do valor determinado no projeto do controlador em questão. Salienta-se que o autovalor associado à velocidade apresenta um aumento do fator de amortecimento com

o aumento do ganho K_{pv} , e o polo associado ao controlador de velocidade apresenta redução do fator de amortecimento e que ambos se tornam um polo complexo conjugado com a redução do ganho K_{pv} .

Tabela 3 – Polo associado à velocidade da turbina eólica de acordo com a variação do ganho K_{pv} .

$K_{pv} \cdot 0,6$	K_{pv}	$K_{pv} \cdot 1,4$
$-0,215 \pm j0,279$	-0,654	-1,152
	-0,190	-0,108

A Figura 49 apresenta a resposta não linear da velocidade da turbina eólica, considerando-se a diferentes valores para o ganho proporcional mostrado na Tabela 2, de acordo com os fatores apresentados na Tabela 3. Considera-se um aumento no valor da referência de velocidade da turbina eólica, em razão de um aumento na geração da unidade eólica resultante de um aumento de carga da microrrede de 30 kW. Essa análise é realizada com o intuito de mostrar o impacto do ganho K_{pv} na resposta da velocidade da unidade eólica e impacto da resposta da velocidade na tensão do barramento CC.

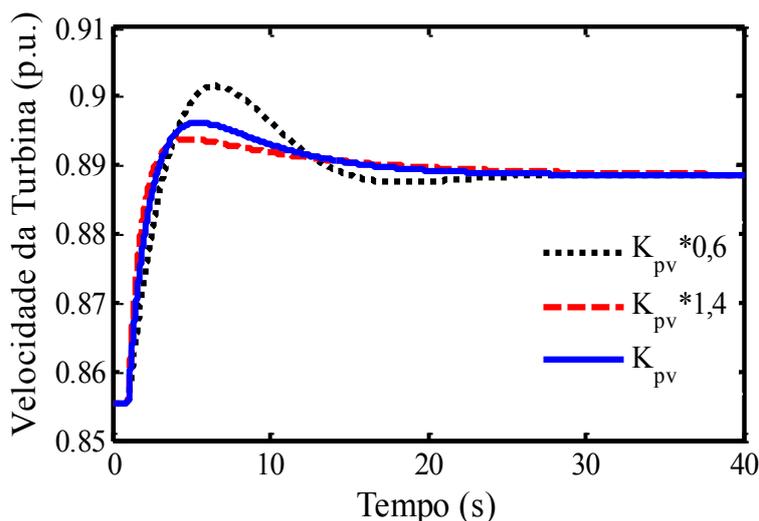


Figura 49 – Resposta da velocidade da turbina considerando diferentes ganhos para o controlador de velocidade.

Conforme se observou na Tabela 3, o fator de amortecimento varia consideravelmente de acordo com a variação do ganho proporcional do controlador de velocidade da turbina. Esta variação pode ser verificada na resposta não linear da velocidade, uma vez que o caso com maior ganho apresentou menor tempo de resposta. Não é possível observar com exatidão os tempos de decaimento associados aos polos apresentados na Tabela

3 para os casos K_{pv} e $K_{pv} \cdot 1,4$, entretanto, para o caso $K_{pv} \cdot 0,6$, em que os dois autovalores reais se tornam um autovalor complexo conjugado, é possível observar que o período de oscilação e o amortecimento da resposta não linear da velocidade da turbina estão condizentes com a frequência e o fator de amortecimento do autovalor do modelo linear.

O tempo de resposta da velocidade da turbina impacta diretamente na magnitude do afundamento da tensão do barramento CC. Para o mesmo cenário apresentado na Figura 49, apresenta-se a resposta não linear da tensão do barramento CC na Figura 50. A Figura 50 mostra o impacto do ganho K_{pv} e da aceleração da turbina eólica na resposta da tensão do barramento CC. A queda da tensão do barramento CC ocorre devido a potência acelerante requerida durante a aceleração da turbina da unidade eólica. Nessa avaliação considera-se um ajuste arbitrário para o controlador responsável por regular a tensão do barramento CC, uma vez que o objetivo é mostrar o efeito do ganho do controlador de velocidade da turbina na tensão do barramento CC.

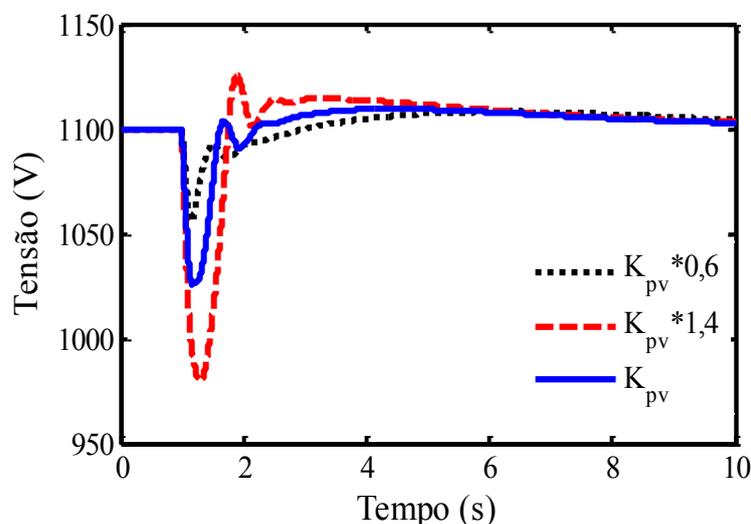


Figura 50 – Resposta da tensão do barramento CC devido a aceleração da turbina considerando diferentes ganhos para o controlador de velocidade.

Observa-se que para o ganho proporcional do controlador de velocidade da turbina eólica igual a $K_{pv} \cdot 1,4$, a tensão do barramento CC atinge o valor mínimo de 970 V, para $K_{pv} \cdot 0,6$ e K_{pv} , atinge valores mínimos iguais a 1040 V e 1005 V, respectivamente. Dessa maneira, percebe-se que os ganhos elevados do controlador de velocidade da turbina resultaram em melhor desempenho no controle da velocidade, entretanto, uma resposta mais rápida da velocidade da turbina eólica resulta em um maior afundamento da tensão no barramento CC. Dessa forma, deve-se levar em consideração o compromisso entre o tempo de resposta do

controlador de velocidade e a magnitude dos afundamentos da tensão do barramento CC. É importante salientar que a variação dos ganhos do controlador de velocidade da turbina não alteram significativamente os polos associados à tensão do barramento CC, ou seja, não altera a velocidade da resposta da tensão do barramento CC, mas sim a magnitude do afundamento dessa tensão.

6.1.1.1 Limitação da Taxa de Variação da Velocidade da Turbina Eólica

Para mitigar o impacto da potência acelerante da turbina eólica na tensão do barramento CC, este trabalho propõe a utilização de um filtro passa baixa na referência de velocidade do controlador de velocidade da turbina eólica, conforme apresentado na Figura 39 da seção 5.3. A eficácia da utilização do filtro de primeira ordem pode ser observada através de análises no domínio do tempo empregando diferentes constantes de tempo T_a no filtro utilizado. Espera-se, dessa maneira, que com o emprego do filtro ocorra a redução da potência acelerante, devido a limitação da taxa de variação de velocidade da turbina eólica. Na Figura 51, apresenta-se a resposta não linear da velocidade da turbina eólica e na Figura 52, apresenta-se a resposta não linear da tensão do barramento CC, para várias constantes de tempo do filtro empregado, devido a um incremento de 30 kW na potência mecânica fornecida pela turbina eólica, referente a um aumento de carga na microrrede.

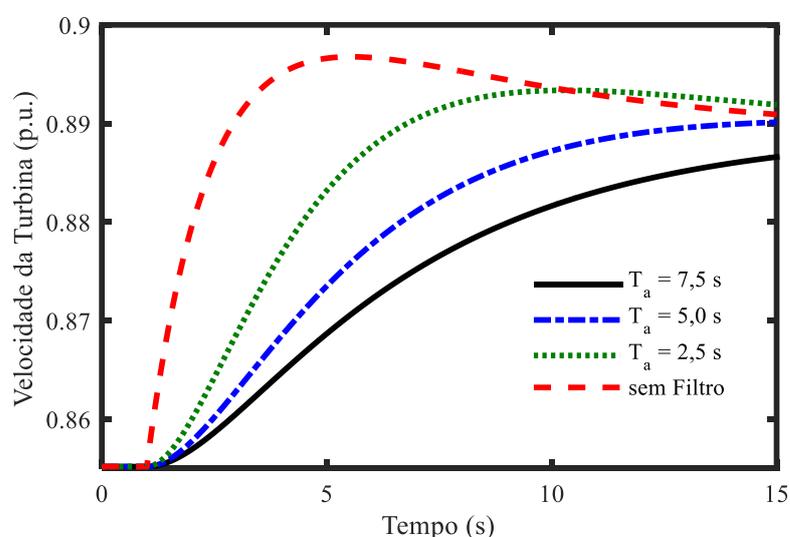


Figura 51 – Resposta da velocidade da turbina eólica a um aumento de 30 kW na potência gerada da unidade eólica, considerando diferentes constantes de tempo do filtro proposto.

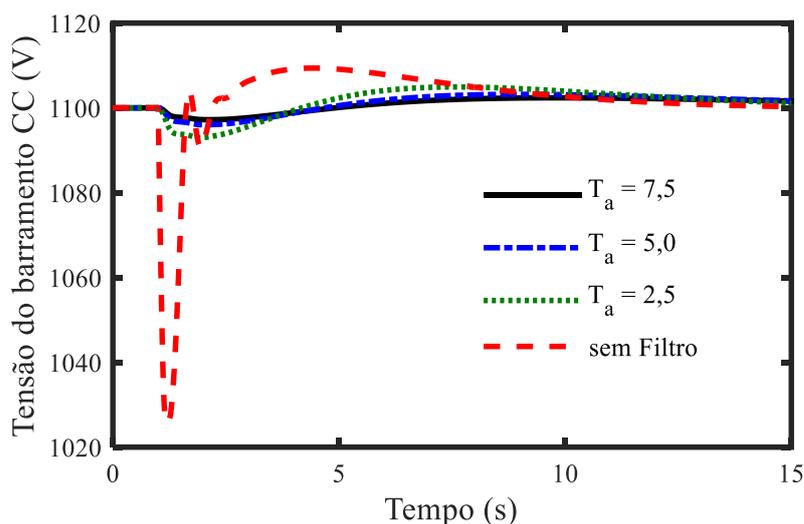


Figura 52 – Resposta da tensão do barramento CC a um aumento de 30 kW na potência gerada da unidade eólica, considerando diferentes constantes de tempo do filtro proposto.

Na Figura 52, mostra-se que a utilização do filtro é eficaz na redução do afundamento de tensão do barramento CC. Quanto maior a constante de tempo empregada no filtro, maior é a redução do afundamento de tensão no barramento CC devido à potência acelerante da unidade eólica. A escolha da constante de tempo do filtro leva em consideração um compromisso entre o tempo de resposta da velocidade da turbina eólica e a magnitude do afundamento de tensão do barramento CC. Um tempo de resposta elevado para a turbina eólica pode reduzir significativamente o afundamento de tensão do barramento CC, entretanto, pode causar a instabilidade da microrrede na ocorrência de sucessivas variações de carga, pois enquanto a unidade eólica não atinge a nova velocidade de referência, o gerador diesel assume as variações de carga da microrrede, podendo assim perder a capacidade de regulação da tensão do barramento CC quando atingir o seu limite operacional.

Pode-se observar que o comportamento da tensão do barramento CC para os casos em que a constante de tempo do filtro é de 7,5 segundos (linha contínua) e 5 segundos (linha ‘traço-ponto’) é bastante semelhante. Dessa forma, optou-se em utilizar a constante do tempo do filtro com valor de 5 segundos, que resulta em uma resposta mais rápida para a velocidade da turbina.

Neste trabalho, utiliza-se o momento de inércia de uma turbina eólica com acoplamento direto, cujo o momento de inércia é $J = 2,83 \times 10^6$ [kg·m²] (HUANG *et al.*, 2012). De acordo com Ackermann (2005), unidades eólicas equipadas com turbinas acopladas ao gerador, por meio de caixa de velocidades, possuem valores típicos momento de inércia de

3×10^6 [kg·m²] a 9×10^6 [kg·m²]. Dessa maneira, nas avaliações realizadas considerou-se os valores de inércia, iguais a 4×10^6 [kg·m²] e 6×10^6 [kg·m²], que são referentes a unidades eólicas que possuem caixa de velocidades, afim de verificar o impacto da inércia da turbina no afundamento da tensão do barramento CC. A Figura 53 apresenta a resposta não linear da tensão do barramento CC para diferentes valores de momento de inércia, para uma situação operacional de aumento de 30 kW da potência mecânica fornecida pela turbina eólica.

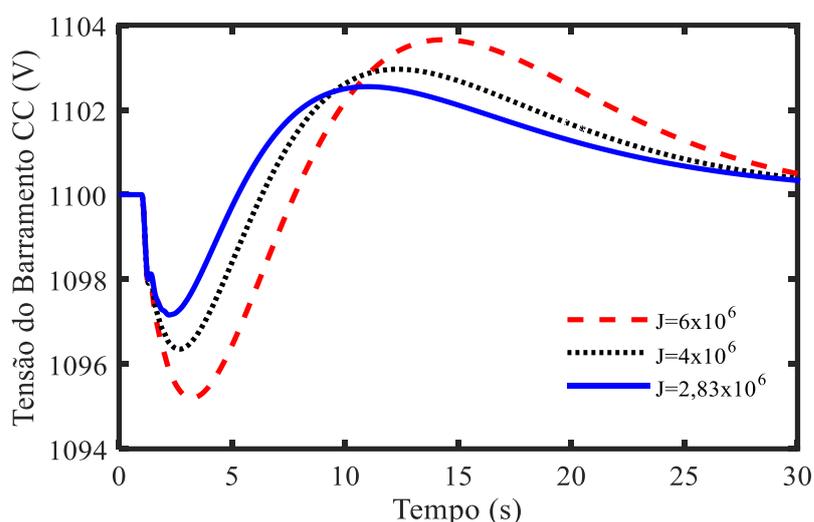


Figura 53 – Resposta da tensão do barramento CC devido ao efeito da potência acelerante da turbina eólica para diferentes valores de inércia.

Na Figura 53, o afundamento de tensão se mostrou crescente com o aumento do momento de inércia da turbina eólica, pois quanto maior a inércia da turbina eólica, maior a variação de energia cinética requerida para uma mudança de velocidade da turbina eólica e, conseqüentemente é maior a potência acelerante requerida durante uma mudança de velocidade de operação. Dessa maneira, mesmo considerando valores de momento de inércia típicos de unidades eólicas equipadas com caixa multiplicadora de velocidades, a utilização do filtro de primeira ordem se mostrou adequada, pois o afundamento de tensão do barramento CC manteve uma pequena magnitude.

6.1.2 Projeto dos Ganhos do Controlador de Tensão do Barramento CC Associado à *Dump Load*

No modo de operação somente-eólica, a única malha de controle responsável pela regulação da tensão do barramento CC é a malha de controle associada à *dump load*, cuja

estratégia operacional é mostrada na seção 5.5. Nesta seção, aborda-se a etapa de projeto do controlador em questão, através do algoritmo proposto na seção 5.7. Conforme apresentado na seção 4.9, o modelo não linear da microrrede é linearizado em torno de um ponto de operação. Para a linearização do modelo da microrrede, considera-se que a entrada de controle do sistema é $u(t) = D$ e a saída do sistema é $g(t) = V_{CC}$, onde D é o valor médio da razão cíclica aplicada no conversor da *dump load* e V_{CC} é a tensão do barramento CC.

Na etapa de projeto desse controlador considera-se múltiplos pontos de operação para a unidade eólica, referente as velocidades da turbina eólica iguais a 0,7 p.u., 0,85 p.u. e 1,0 p.u., que correspondem aproximadamente à velocidade mínima, média e máxima da turbina para a velocidade de vento de 11,5 m/s. A potência mecânica da turbina para as velocidades em questão, corresponde respectivamente, a 960 kW, 1180 kW e 1280 kW. O ponto de operação adotado como caso base é a velocidade de 0,85 p.u.. Em todos os pontos de operação considerados, a potência inicial de operação da *dump load* é de 70 kW.

A perturbação empregada na tensão do barramento CC, requerida pela formulação de controle baseada na energia do sinal de saída de interesse, é de $\bar{x}_{0_{V_{CC}}} = 0,1$ (10%). O fator de amortecimento mínimo para o posicionamento regional de polos é $\zeta_0 = 0,1$ (10%). A energia inicial definida para o desvio da tensão do barramento CC é de $\varepsilon_0 = 0,2$. Para melhorar a característica de convergência do algoritmo proposto para o projeto dos ganhos do controlador, utiliza-se uma limitação dos valores dos ganhos do controlador conforme (79)-(84). Baseando-se em uma análise do tipo *root locus*, considerou-se e $K_{i_{min}} = 0$ e $K_{i_{max}} = 400$, para o ganho integral e, $K_{p_{min}} = 0$ e $K_{p_{max}} = 50$ para o ganho proporcional. A solução da formulação do problema de controle foi obtida iterativamente, levando cerca de 9 horas e 51 minutos em um computador equipado com um processador Intel® core™ i5-3337U 1.80GHz com 6 GB de memória RAM.

Na Figura 54, apresenta-se o resultado dos ganhos do controlador que asseguram o limite de energia do sinal da tensão do barramento CC e o fator de amortecimento mínimo especificado para todos os polos do sistema, durante o processo iterativo de minimização da energia do sinal de saída.

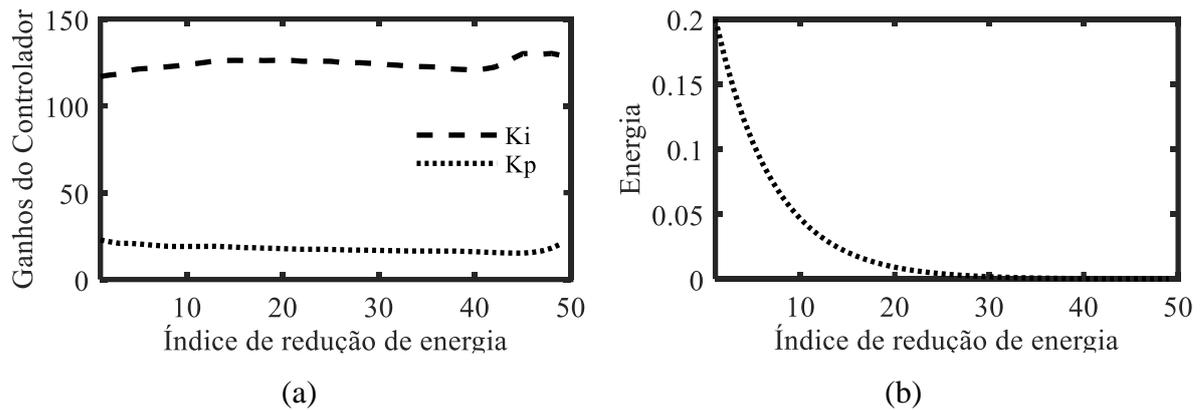


Figura 54 – Resultado do algoritmo empregado para o projeto dos ganhos do controlador da tensão do barramento CC adicionado à *dump load*. a) Comportamento dos ganhos do controlador durante o processo iterativo. b) Energia do sinal de saída durante o processo iterativo.

A energia mínima do sinal do desvio de V_{CC} é atingida na iteração número $j = 49$, onde $\varepsilon = 82 \cdot 10^{-6}$. O fator de redução empregado no algoritmo, reduz a energia limite a cada iteração do algoritmo da seguinte forma: $\varepsilon^j = 0.85 \cdot \varepsilon^{j-1}$, onde $j = 1 \dots n$ descreve o número da iteração e ε^{j-1} é a energia limite da iteração anterior. Na iteração número 50, a energia limite é reduzida para $\varepsilon = 69,7 \cdot 10^{-6}$, entretanto, o algoritmo não converge para essa energia em questão, fazendo com que o algoritmo finalize o processo de cálculo. O comportamento dos ganhos mostrados na Figura 55 – (a), é resultante da convergência do algoritmo para cada valor de energia definido pelo fator de redução. Os ganhos do controlador proporcional-integral da tensão do barramento CC adicionado à *dump load*, para a energia mínima obtida, são mostrados na Tabela 4, onde K_{pd} é ganho proporcional e K_{id} é o ganho integral do controlador proporcional-integral.

Tabela 4 – Parâmetros do controlador associado à *dump load*.

K_{pd}	K_{id}
20,56	129,06

Na Tabela 4, K_{pd} é ganho proporcional e K_{id} é o ganho integral do controlador proporcional-integral da tensão do barramento CC adicionado à *dump load*.

6.1.3 Projeto dos Ganhos do Controlador de Tensão do Barramento CC Associado ao Gerador a Diesel

A maior contribuição desse trabalho é a proposição de uma malha de controle da tensão do barramento CC do conversor da unidade eólica adicionada a um gerador a diesel de pequeno porte conectado ao barramento CA da microrrede. Objetiva-se, com isso, mostrar que o emprego de uma máquina síncrona conectada diretamente à rede é capaz assegurar a operação estável da tensão do barramento CC através da atuação da malha de controle proposta.

Conforme apresentado na subseção 3.3.7, faz-se necessário definir a entrada de controle do sistema, juntamente com a variável de saída (controlada) para a obtenção do modelo linear do tipo SISO. Assim, considera-se a entrada de controle do sistema $u(t) = P_m$ e a saída do sistema é $g(t) = V_{CC}$, onde P_m é a potência mecânica entregue pela máquina diesel ao gerador síncrono.

Foram considerados três pontos de operação na etapa de projeto dos ganhos do controlador. Considera-se para a velocidade da turbina a operação em 0,7 p.u., 0,85 p.u. e 1,0 p.u., onde a potência mecânica da turbina corresponde a 930 kW, 1120 kW e 1200 kW, respectivamente. A velocidade da turbina igual a 0,85 p.u. é o ponto de operação adotado com o caso base. Nos três pontos de operação considerados, a velocidade de vento considerada é de 11,25 m/s e a potência de operação do gerador a diesel é de 90 kW.

Na formulação do problema de controle, a perturbação empregada na tensão do barramento CC é de $\bar{x}_{0_{V_{CC}}} = 0,1$ (10%), o fator de amortecimento mínimo para o posicionamento regional de polos é $\zeta_0 = 0,05$ (5%) e a energia inicial definida para o desvio da tensão do barramento CC é de $\varepsilon_0 = 1,0$. Para melhorar a característica de convergência do algoritmo proposto para o projeto dos ganhos do controlador, utiliza-se uma limitação dos valores dos ganhos do controlador, conforme (79)-(84). Adotou-se uma energia inicial maior devido à resposta mais lenta do gerador a diesel em relação à *dump load*. Baseando-se em uma análise do tipo *root locus*, considerou-se $K_{i_{min}} = 0$ e $K_{i_{max}} = 4$, para o ganho integral e, $K_{p_{min}} = 0$ e $K_{p_{max}} = 4$ para o ganho proporcional. A solução da formulação do problema de controle foi obtida iterativamente, levando cerca de 16 horas e 02 minutos.

Na Figura 54, apresenta-se o valor dos ganhos do controlador da tensão do barramento CC adicionado ao gerador a diesel e o valor da energia da saída do sistema para cada passo do processo iterativo referente ao cálculo do controlador.

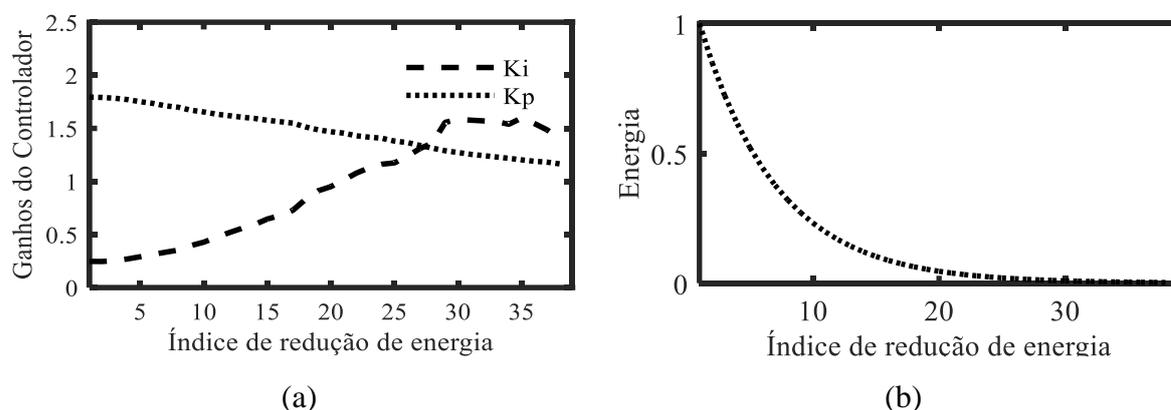


Figura 55 – Resultado do algoritmo empregado para o projeto dos ganhos do controlador da tensão do barramento CC adicionado ao gerador a diesel. a) valor dos ganhos do controlador durante o processo iterativo de cálculo. b) Valor do limite da energia do sinal de saída durante o processo iterativo de cálculo.

A energia mínima do sinal de V_{CC} ocorre na iteração $J = 38$, onde $\varepsilon = 2.45 \cdot 10^{-3}$. Na iteração $J = 39$, a energia limite é reduzida para $\varepsilon = 2.08 \cdot 10^{-3}$, entretanto, o algoritmo não converge para essa energia em questão, fazendo com que o processo iterativo de cálculo seja finalizado. Salienta-se que o comportamento observado na Figura 55 – (b), ocorre devido ao fator de redução da energia utilizado no processo iterativo, conforme já mencionado. O comportamento dos ganhos mostrados na Figura 55 – (a), é resultante da convergência do algoritmo para cada valor de energia definida pelo índice de redução da energia. Os ganhos do controlador proporcional-integral da tensão do barramento CC adicionado ao gerador a diesel, para a energia mínima obtida, são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros do controlador de V_{cc} adicionada ao gerador a diesel

K_{pg}	K_{ig}
1,165	1,362

Em cada iteração J do algoritmo geral proposto, o cálculo iterativo das BMIs é realizado pelo algoritmo V-K. Na iteração $J = 1$ do algoritmo geral, o cálculo das BMIs, por meio do algoritmo V-K, para a energia inicial ($\varepsilon_0 = 1$), foi realizado em 130 iterações. Na Figura 57, apresenta-se o comportamento dos ganhos do controlador em questão e da variável δ para cada iteração do algoritmo V-K. Conforme mencionado na seção 5.7, a restrição de ε_0 (energia

inicial) e ζ_0 (fator de amortecimento mínimo) é satisfeita se, e somente se, o valor de δ for menor ou igual a zero ($\delta \leq 0$).

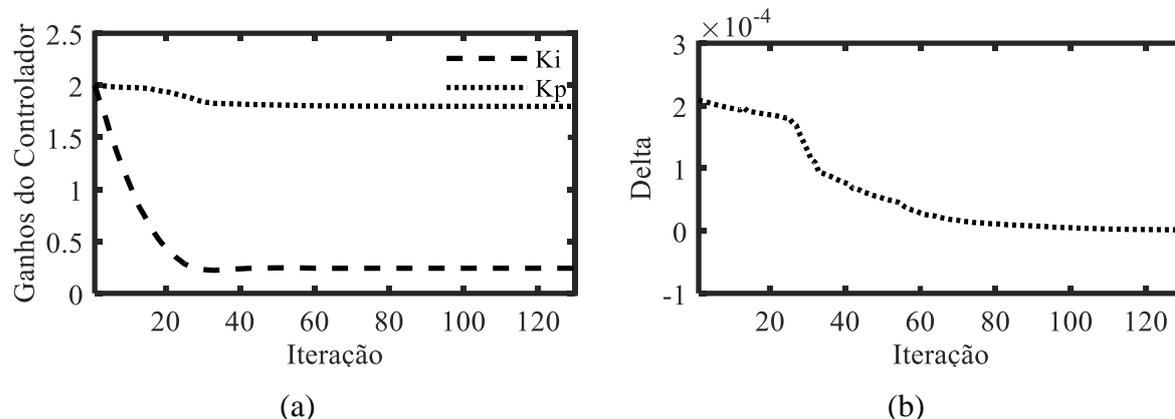


Figura 56 – Comportamento das variáveis da formulação de controle durante a aplicação do algoritmo V-K. a) Valor dos ganhos do controlador adicionado ao gerador a diesel. b) Comportamento da variável que define a convergência do algoritmo V-K.

O número elevado de iterações do algoritmo, para alcançar a convergência para a energia inicial é associado principalmente ao fato de que o controlador da tensão do barramento CC associado ao gerador a diesel, influencia diretamente os autovalores associados ao modo eletromecânico de oscilação, que é restringido pelo posicionamento regional de polos. Dessa forma, ganhos elevados podem tornar mais oscilatório o modo eletromecânico. O modo eletromecânico de oscilação está associado ao autovalor $-4,2703 \pm 24,1615i$ do gerador a diesel em malha aberta para o caso base mencionado. Considerando o resultado do algoritmo para a energia inicial, o autovalor associado ao modo eletromecânico do gerador a diesel para a iteração número 1 e para a iteração número 130 são exibidos na Tabela 6.

Tabela 6 – Autovalor referente ao modo eletromecânico do gerador a diesel para a iteração 1 e iteração 130 do algoritmo V-K.

Iteração 1	Iteração 130
$-0,427 \pm 18,6532i$	$-1,575 \pm 19,458i$

6.1.4 Análise da Influência do Ponto de Operação da Unidade Eólica nos Autovalores do Sistema

Na seção 5.2, vimos que a potência acelerante aumenta, à medida que a variação de velocidade da turbina eólica ocorre próxima a velocidade em que ocorre a potência mecânica máxima da turbina eólica, característica que adiciona complexidade ao controle da tensão do

barramento CC. Nessa subseção avalia-se a influência do ponto de operação da unidade eólica nos autovalores do modelo linear do sistema. Serão avaliados dois pontos de operação para uma velocidade de vento de 12 m/s. A Figura 57 apresenta de forma sucinta os pontos considerados na análise.

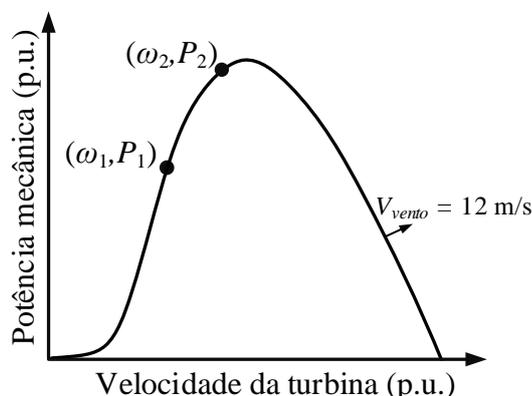


Figura 57 – Pontos de operação para a análise do impacto da velocidade da turbina na dinâmica do sistema.

No ponto (ω_1, P_1) , a unidade eólica opera com velocidade da turbina $\omega_1=0,5$ p.u. e potência $P_1 = 510 \text{ kW}$, em (ω_2, P_2) opera com velocidade da turbina $\omega_2=1,0$ e potência $P_2 = 1450 \text{ kW}$. Em ambos os casos, a potência do gerador a diesel é de 90 kW. A carga da microrrede é representada por um modelo do tipo Z constante. No ponto (ω_1, P_1) , representa-se uma situação de baixa carga da microrrede, sendo $P_{carga} = 600 \text{ kW}$ e $Q_{carga} = 267 \text{ kVAr}$, no ponto (ω_2, P_2) , representa-se uma situação operacional de elevado carregamento da microrrede, sendo a potência da carga $P_{carga} = 1540 \text{ kW}$ e $Q_{carga} = 191 \text{ kVAr}$. A Tabela 7 mostra os autovalores do modelo linear da microrrede nos pontos de operação mostrados na Figura 57, juntamente com as quatro variáveis de estado dominantes em cada modo de resposta, com exceção do modo referente ao filtro proposto, que é afetado somente pela variável de estado ϕ_{12} . A determinação das variáveis de estado dominantes foi realizada através do cálculo dos fatores de participação (KUNDUR, 1994).

Tabela 7 – Autovalores do modelo linear da microrrede considerando o modo de operação eólica-diesel em dois pontos de operação distintos.

Autovalores em (ω_1, P_1)	Autovalores em (ω_2, P_2)	Estados Dominantes
$-5101,5 \pm j34623,7$	$-4944,6 \pm j34570,6$	$\bar{v}_{od}, \bar{i}_{id}, \bar{v}_{oq}, \bar{i}_{iq}$
$-4974,7 \pm j34061,1$	$-4895,4 \pm j34156,3$	$\bar{v}_{oq}, \bar{i}_{iq}, \bar{v}_{od}, \bar{i}_{id}$
$-12388,3 \pm j5725,6$	$-5905,7 \pm j1044,9$	$\bar{i}_{od}, \bar{i}_{oq}, \bar{i}_{id}, \bar{i}_{iq}$

-25,833±j155,07	-25,763±j 154,923	$\bar{i}_{ds}, \bar{i}_{qs}, \bar{i}_{fd}, \bar{E}_{fd}$
-12,394±j58,617	-12,392±j58,707	$\bar{i}_{fd}, \bar{i}_{ds}, \bar{E}_{fd}, \bar{i}_{qs}$
-3,137±j21,524	-3,1834±j21,898	$\delta, \bar{\omega}_{GDI}, \bar{i}_{ds}, \bar{i}_{fd}$
-3,301±j10,799	-3,160±j10,181	$\bar{V}_{CC}, \bar{P}_m, \delta, \bar{\omega}_{GDI}$
-3,8990	-3,8768	$\phi_2, \phi_1, \bar{\omega}_{GDI}, \delta$
-2,967	-3,143	$\phi_3, \bar{V}_{CC}, \bar{P}_m, \phi_{11}$
-2,835	-2,730	$\phi_4, \phi_3, \phi_1, \phi_2$
-20,014±j0,0007	-20,016±j0,0006	$\phi_5, \phi_6, \phi_3, \phi_4,$
-1100,3	-1100,3	$\bar{i}_{dw}, \phi_9, \bar{i}_{fw}, \bar{E}_{fdw}$
-602,986	-604,004	$\bar{i}_{qw}, \phi_{10}, \bar{\omega}_w, \phi_7$
-16,490	-16,454	$\phi_{10}, \bar{i}_{qw}, \bar{\omega}_w, \bar{E}_{fdw}$
-1,241	-1,237	$\phi_{11}, \bar{V}_{CC}, \bar{P}_m, \phi_3$
-8,016	-8,014	$\phi_9, \bar{i}_{fw}, \bar{i}_{dw}, \bar{E}_{fdw}$
-10,110±j11,885	-10,147±j11,174	$\bar{E}_{fdw}, \bar{i}_{fw}, \bar{i}_{dw}, \bar{\omega}_w$
-0,200	-0,200	ϕ_{12}
-0,082	-0,082	$\phi_8, \bar{i}_{fw}, \phi_7, \bar{\omega}_w$
-0,100	-0,100	$\phi_1, \phi_2, \bar{\omega}_{GDI}, \delta$
-0,789	-0,499	$\bar{\omega}_w, \phi_7, \bar{i}_{fw}, \phi_8$
-0,279	-0,175	$\phi_7, \bar{\omega}_w, \bar{i}_{fw}, \phi_8$

À medida que o ponto de operação da velocidade da turbina eólica se desloca para o pico da curva, no sentido de (ω_1, P_1) para (ω_2, P_2) , os autovalores associados à velocidade da turbina eólica ($\bar{\omega}_w$) e ao controlador de velocidade da turbina eólica (ϕ_i) (ambos os autovalores em negrito) são bastante afetados. A razão entre a variação da potência mecânica e a variação de velocidade da turbina vai diminuindo, uma vez que variações iguais de potência mecânica da turbina demandam variações maiores de velocidade da turbina à medida que o ponto de operação se desloca para o pico da curva de potência mecânica versus velocidade da turbina. Esse comportamento implica em $dP/d\omega|_1 \geq dP/d\omega|_2$, o que justifica os autovalores associados à velocidade da turbina serem menos amortecidos na região em torno de (ω_2, P_2) . Isso se deve ao fato de que a taxa de variação de velocidade da turbina eólica dada por $\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{\omega J} (P_m - P_e)$ é maior em torno de (ω_1, P_1) , onde o crescimento de P_m é maior devido a maior taxa de variação de P_m em relação à velocidade da turbina eólica.

Dessa forma, cada ponto de operação de velocidade da turbina eólica possui diferentes valores de potência acelerante, que levam a diferentes características do controlador da tensão do barramento CC. A região de operação de velocidade da turbina eólica mais crítica para a tensão do barramento CC é a região de velocidade próxima à máxima potência mecânica da turbina.

6.2 Validação da Estratégia Operacional e de Controle Proposta

Nessa seção são apresentados os resultados de simulação do modelo não linear da microrrede, considerando o modo de operação somente-eólica, em condições suficientes de vento e o modo de operação eólica-diesel, em que a condição de vento é insuficiente para atender a demanda da carga da microrrede. Nas análises realizadas, considera-se primeiramente uma variação positiva em degrau na carga da microrrede e, na sequência, uma variação positiva em degrau na velocidade do vento. O foco das análises é a tensão do barramento CC, no entanto, mostra-se a velocidade da turbina, a potência mecânica disponível na turbina e a potência ativa na saída do gerador e a potência dissipada na *dump load*, pois essas grandezas têm influência significativa na dinâmica da tensão do barramento CC.

6.2.1 Validação da Estratégia Operacional e de Controle Proposta para o Modo Somente-Eólica

No cenário operacional considerado, a microrrede opera inicialmente com carga de 1,13 MW e 208 kVAr, a unidade eólica opera gerando 1,2 MW com velocidade de vento inicial de 11,5 m/s. A *dump load* inicialmente opera com potência igual a $P_{DL0} = 70$ kW. Inicialmente, aplica-se um degrau positivo de carga igual a 30 kW na microrrede. Após o degrau positivo de carga, a unidade eólica assume a variação de carga, a fim de restituir P_{DL0} . Na sequência, considera-se a aplicação de um degrau positivo de velocidade de vento de 0,5 m/s. Na Figura 58, apresenta-se a sequência de mudanças da velocidade de referência da turbina durante os eventos ocorridos nesse cenário.

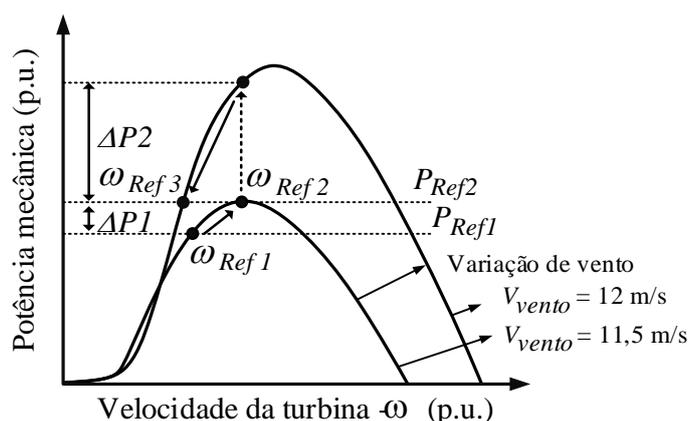


Figura 58 – Referências de velocidade da turbina para o cenário de teste.

A Figura 59 mostra o comportamento da tensão do barramento CC para as variações adotadas no presente cenário, considerando a utilização do filtro proposto na referência da malha de controle de velocidade.

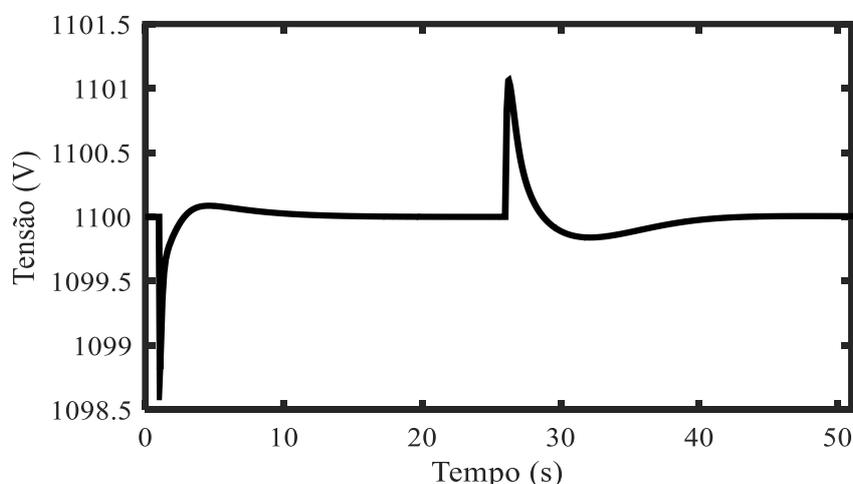


Figura 59 – Tensão do barramento CC para variações de vento e de carga da microrrede em condições suficientes de vento com o filtro proposto.

A eficácia do filtro é verificada na redução do efeito da potência acelerante no barramento CC, o que resultou em pequenas variações na tensão do barramento CC. A não utilização do filtro proposto implicaria em grandes variações de tensão do barramento CC, devido a potência acelerante da turbina eólica. O elevado desequilíbrio de potência no barramento CC, causado pela variação de velocidade da turbina eólica, faria com que fosse necessário uma *dump load* com potência maior do que a potência da *dump load* utilizada neste trabalho. Na Figura 60 e na Figura 61, apresenta-se a tensão do barramento CC e a potência dissipada pela *dump load* sem a utilização do filtro na malha de controle de velocidade. Nesse caso, a tensão do barramento ficou próxima do limite inferior ($V_{CC_min} = 850$ V). Portanto,

variações de carga superiores à 30 kW podem causar o desligamento da microrrede devido à subtensão no barramento CC.

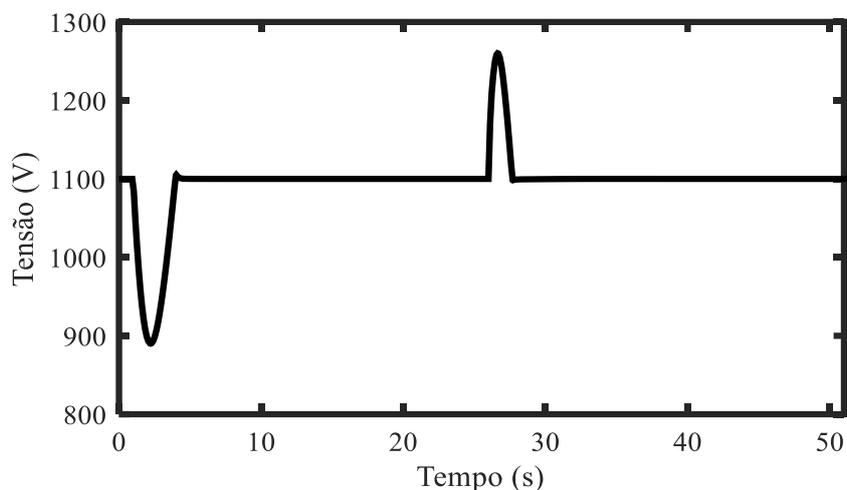


Figura 60 – Tensão do barramento CC controlada pela malha de controle adicionada à *dump load* sem o filtro proposto.

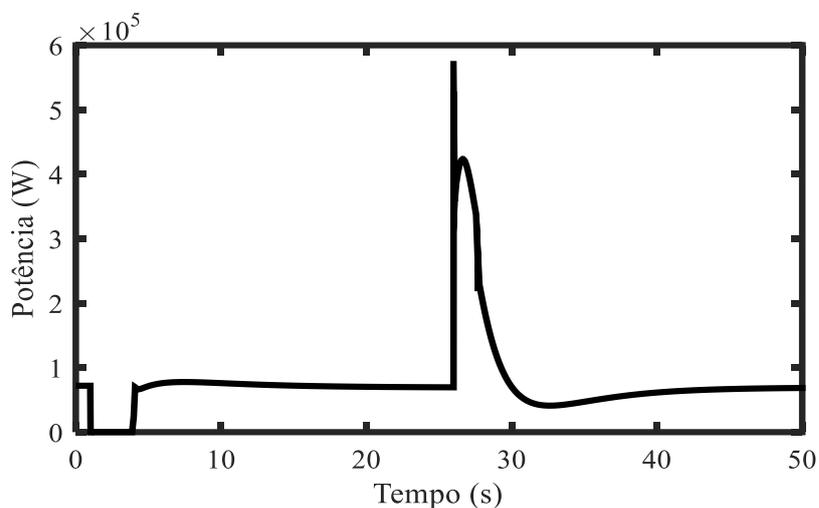


Figura 61 – Potência dissipada pela *dump load* sem o filtro proposto.

Nesse contexto, o filtro proposto reduz consideravelmente as variações de tensão do barramento CC, através da redução da taxa de variação de velocidade da turbina eólica. A Figura 62 apresenta a resposta da velocidade da turbina eólica, considerando a inclusão do filtro na referência da malha de controle de velocidade.

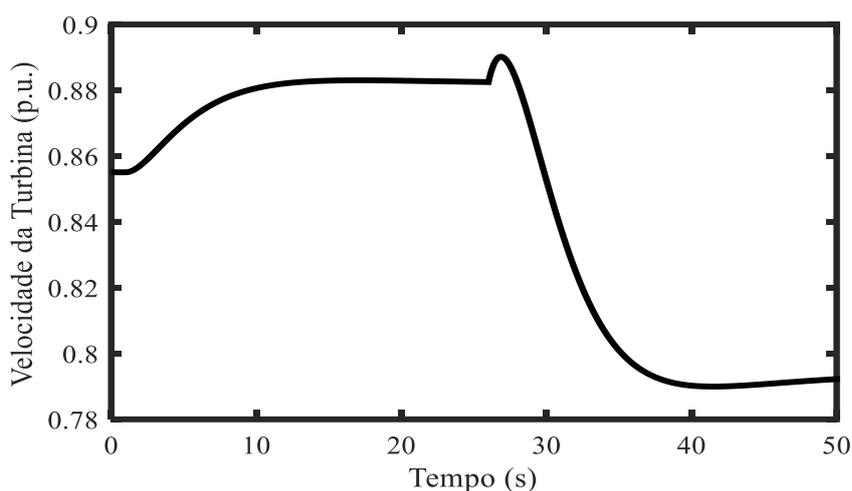


Figura 62 – Velocidade da turbina eólica para a variação positiva de carga, seguida de uma variação positiva de velocidade de vento.

O ajuste de velocidade da turbina eólica, para adequar a potência mecânica extraída do vento é feito por meio do controle da potência elétrica ativa extraída do gerador da unidade eólica. Conforme discutido nos capítulos anteriores, para acelerar a turbina é necessário reduzir a extração de potência elétrica e para desacelerar a turbina é necessário aumentar a potência elétrica extraída do estator do gerador. O emprego do filtro na referência de velocidade da malha de controle de velocidade da turbina eólica limita a taxa de variação de velocidade da turbina eólica, de modo a deixar mais lenta a resposta de velocidade da turbina eólica nos primeiros instantes após a variação de carga da microrrede. Durante a variação de vento em degrau considerada, o crescimento da potência mecânica se torna maior do que o crescimento da potência elétrica. Esse efeito em questão pode ser observado através do aumento da velocidade da turbina eólica nos primeiros instantes após a variação de velocidade de vento. As variações de potência mecânica da turbina e ativa do gerador, ocorridas durante a mudança de referência de velocidade da turbina eólica são evidenciadas na Figura 63.

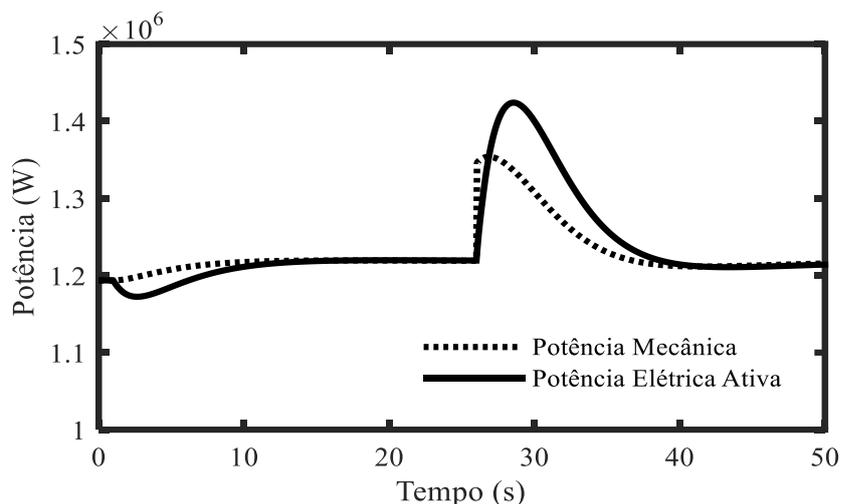


Figura 63 – Potência mecânica da turbina e potência ativa extraída do gerador devido a aceleração e desaceleração da turbina eólica no cenário de vento suficiente.

Na Figura 63, observa-se que o desbalanço máximo entre a potência mecânica e a potência elétrica extraída do gerador foi aproximadamente 26 kW durante a aceleração da turbina eólica, representando uma variação inferior a variação da potência requerida pela variação de carga na microrrede (30 kW). A não utilização do filtro causaria um desbalanço de potência de 174 kW. Durante a desaceleração da turbina eólica, devido a variação positiva de velocidade de vento, o desbalanço máximo entre a potência mecânica e a potência elétrica extraída do gerador eólico é de aproximadamente 90 kW. A não utilização do filtro causaria um desbalanço de potência de 455 kW, que necessitaria de uma *dump load* com maior capacidade de dissipação. A potência ativa extraída do gerador síncrono da unidade eólica, após a variação de velocidade de vento, deve permanecer em 1230 kW, no entanto durante a desaceleração da turbina eólica a potência ativa extraída do gerador atinge 1424 kW. Esse excedente de potência deve ser dissipado na *dump load* devido a atuação da malha de controle da tensão do barramento. A manutenção da estabilidade da tensão do barramento CC, depende da capacidade da malha de controle, juntamente com o dispositivo associado, em manter o equilíbrio de potência no barramento CC, e assim manter a tensão do barramento CC estável. Na Figura 64, apresenta-se a potência dissipada na *dump load* devido à atuação da malha de regulação de tensão do barramento CC, durante as perturbações de carga e de vento aplicadas à microrrede no cenário de testes em questão.

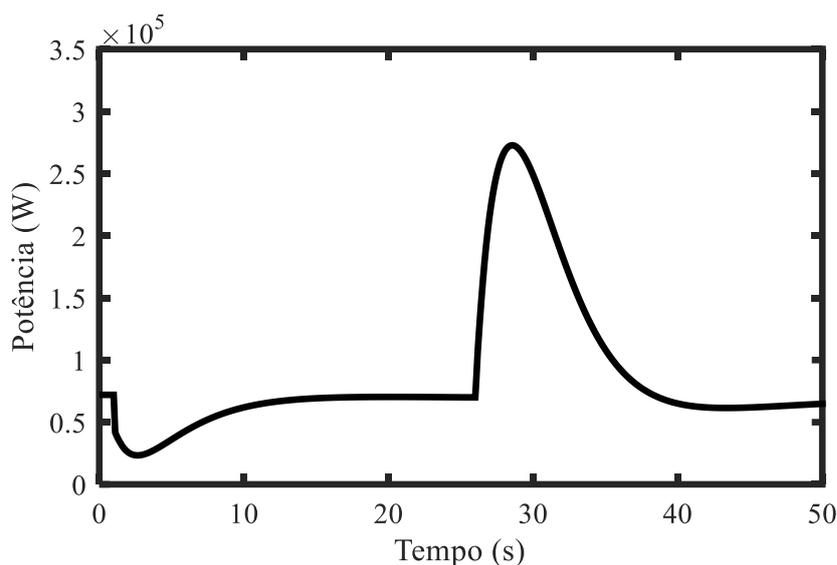


Figura 64 – Potência de operação da *dump load* devido à atuação da malha de controle da tensão do barramento CC para o modo somente-eólica.

Em $t = 1$ s, conforme ilustrado na Figura 64, devido à aceleração da turbina eólica, o controle de tensão do barramento CC associado à *dump load* atua reduzindo a potência da *dump load*. Percebe-se que a variação da potência acelerante da turbina eólica, devido à variação de carga da microrrede é completamente absorvido pela *dump load*. Isso ocorre por que a variação de carga da microrrede somada à potência acelerante da turbina eólica é inferior a potência inicial da *dump load*. Em $t = 26$ s, com o aumento da velocidade do vento, a *dump load* é responsável por dissipar o excesso de potência ativa extraída do gerador durante a desaceleração da turbina. Neste caso, o aumento da potência ativa extraída do gerador eólico durante a desaceleração é inferior à capacidade da *dump load* (300 kW).

6.2.2 Validação da Estratégia Operacional e de Controle Proposta para o Modo Eólica-Diesel

A validação e a análise do desempenho da malha de controle proposta para o gerador a diesel, cujos os ganhos foram projetados previamente, são realizadas nesta subseção. No cenário operacional considerado para a avaliação em questão, a microrrede opera inicialmente com carga de 1,290 MW, com a unidade eólica operando no PMP (ponto de máxima potência) com velocidade inicial da turbina igual a 1,023 p.u. e velocidade de vento inicial igual a 11,25 m/s. Nesse cenário, a unidade eólica opera com potência de 1,2 MW e o gerador a diesel com potência de $P_{GD10} = 90$ kW.

O desempenho dinâmico da microrrede com os controladores projetados é avaliado por meio de simulações no domínio do tempo envolvendo o modelo não linear da microrrede. Inicialmente, em $t = 1$ segundo, aplica-se um degrau positivo de carga igual a 30 kW na microrrede. Devido à unidade eólica operar no ponto de máxima potência, o degrau de carga é totalmente absorvido pelo gerador a diesel devido a atuação da malha de controle proposta. No instante $t = 8$ segundos, considera-se a aplicação de uma variação negativa na velocidade do vento em degrau de 0,6 m/s, conforme ilustrado na Figura 65. O comportamento da tensão do barramento CC para o conjunto de perturbações em questão é apresentado na Figura 66.

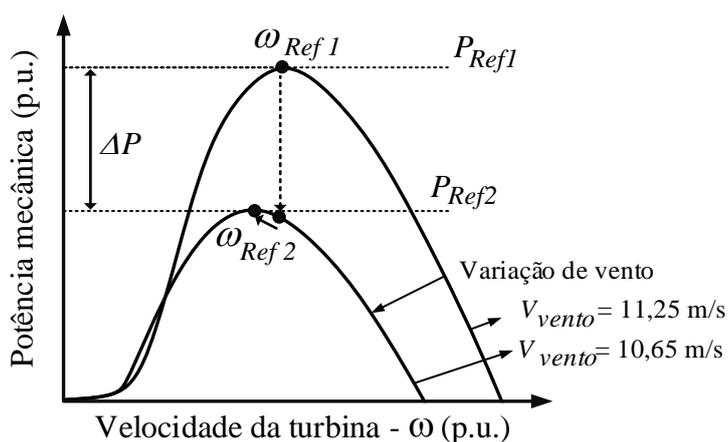


Figura 65 – Referência de velocidade da turbina para o cenário de teste.

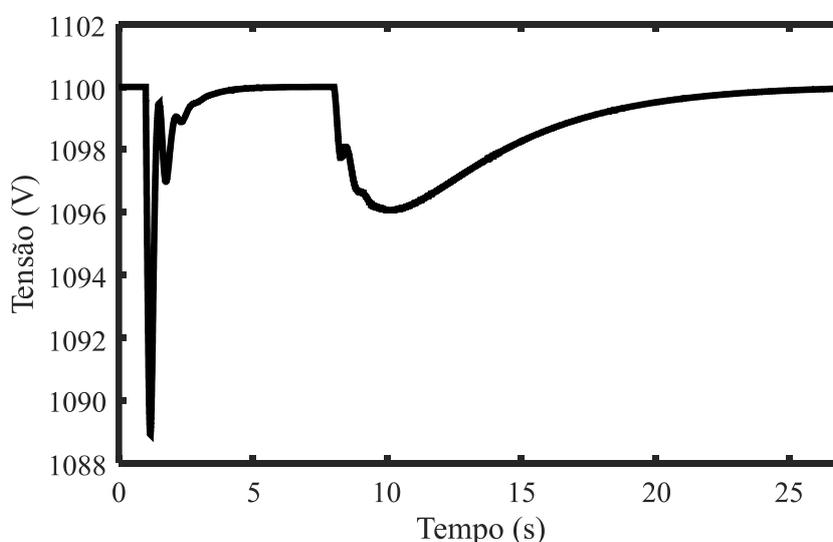


Figura 66 – Tensão do barramento CC para a operação da microrrede no modo eólica-diesel considerando variação de carga e de vento.

Verifica-se que a malha de controle adicionada ao gerador a diesel é eficaz na regulação da tensão do barramento CC. Após a variação positiva de carga, a tensão do barramento CC, começa a cair, de modo que a malha proposta para a regulação da tensão do barramento CC adicionada ao gerador a diesel atua compensando o aumento de carga na microrrede. O mínimo valor da tensão do barramento CC, observado para a variação de carga na microrrede é de 1089 V. A variação negativa de velocidade de vento em degrau, em $t = 8$ segundos, reduz a potência máxima que a unidade eólica é capaz de gerar. Devido à queda da tensão do barramento CC, a malha de controle adicionada ao gerador a diesel permite que o gerador a diesel assuma a redução de potência de geração da unidade eólica. A tensão do barramento CC atinge um valor mínimo igual a 1096 V devido a aceleração da turbina da unidade eólica. A velocidade da turbina eólica, que assume um novo ponto de máxima potência para a velocidade de vento de 10,65 m/s, é igual a 0,966 p.u., conforme mostrado na Figura 67.

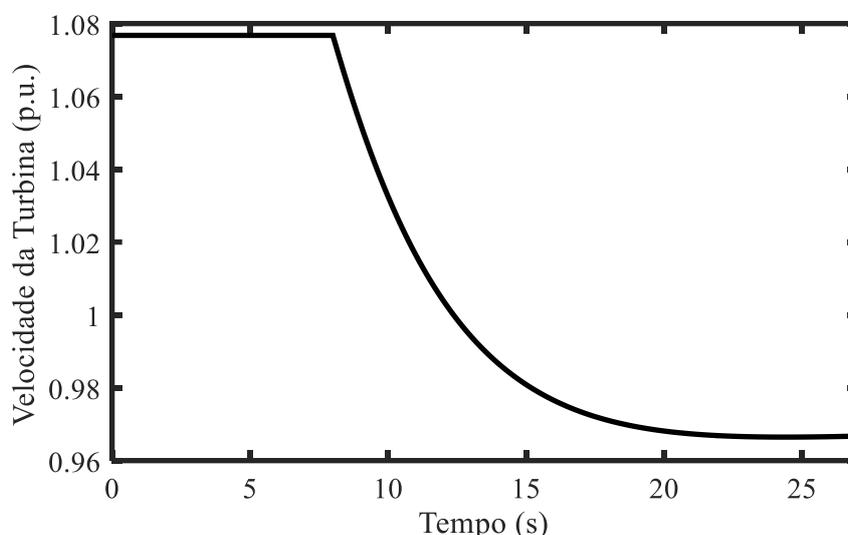


Figura 67 – Velocidade da turbina eólica considerando uma variação de negativa da velocidade de vento na microrrede operando no modo eólica-diesel.

O desbalanço instantâneo de potência mecânica e potência ativa extraída do gerador eólico, causado pela variação de vento é de aproximadamente 200 kW, como mostrado na Figura 68. A redução da velocidade de vento, implica na redução da máxima potência gerada pela unidade eólica. Essa redução de potência gerada, causa um desequilíbrio de potência no barramento CC, que faz a tensão do barramento variar negativamente. A malha de controle associada ao gerador a diesel, faz com que o gerador a diesel aumente a potência gerada, de modo a suprir a redução da potência gerada pela unidade eólica para manter a tensão do barramento CC regulada. Na Figura 68, apresenta-se a potência ativa extraída do gerador da unidade eólica e potência mecânica fornecida pela turbina eólica.

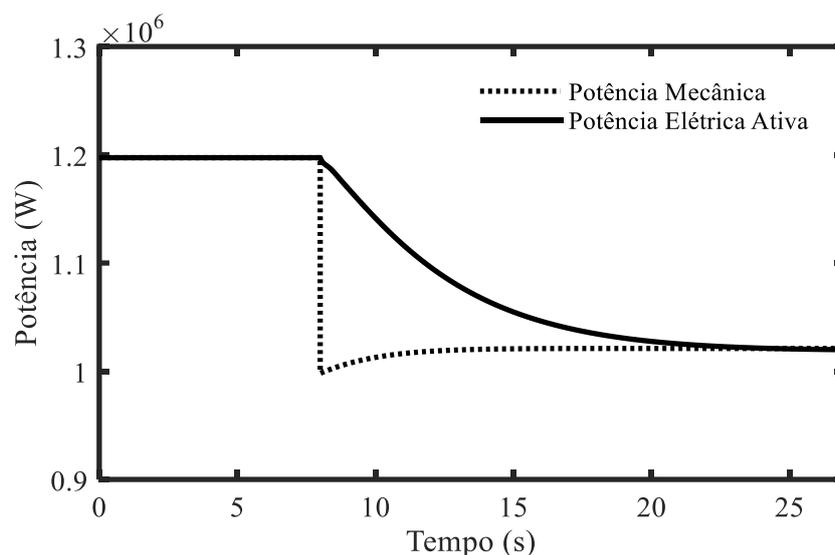


Figura 68 – Potência mecânica da turbina eólica e potência ativa na saída do gerador da unidade eólica.

Na Figura 69, apresenta-se a potência ativa na saída do gerador a diesel para o cenário avaliado. O gerador a diesel opera com potência inicial de 90 kW. No instante $t = 1$ segundo, ocorre um degrau positivo de carga na microrrede, fazendo com que ocorra uma queda da tensão do barramento CC, conforme visto na Figura 66. A malha de controle de tensão do barramento CC adicionada ao gerador a diesel, atua de modo a aumentar a injeção de potência ativa na microrrede, até se obter o equilíbrio entre a potência de entrada e a potência de saída do barramento CC. No instante $t = 8$ s, ocorre a variação de vento, que leva a redução da potência gerada pela unidade eólica e consequentemente o aumento da potência gerada pelo gerador a diesel.

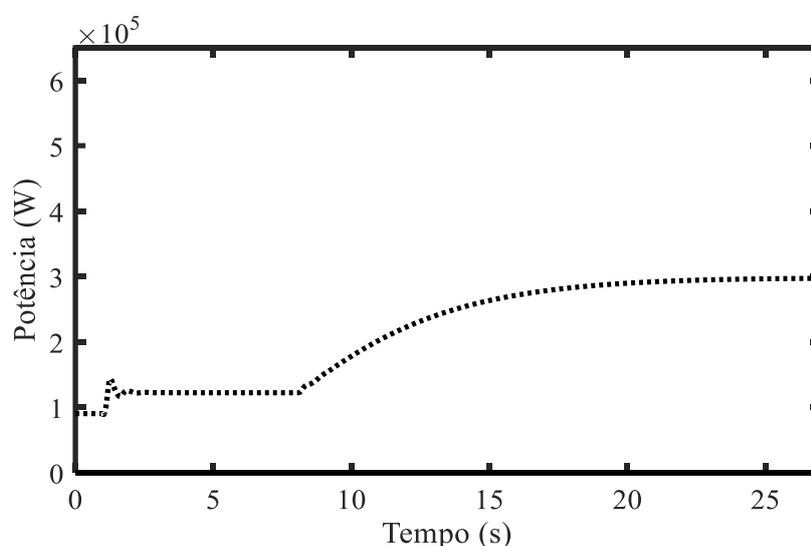


Figura 69 – Potência elétrica ativa do gerador a diesel devido à atuação da malha de controle proposta.

A ação da malha de controle da tensão do barramento CC ocasiona um aumento da potência mecânica da máquina motriz do gerador a diesel. Em consequência desse aumento de potência mecânica, surge um desvio de velocidade entre a velocidade do gerador e a velocidade síncrona da microrrede, de modo que a potência elétrica ativa do gerador seja alterada. A velocidade do gerador síncrono da unidade diesel é mostrada na Figura 70.

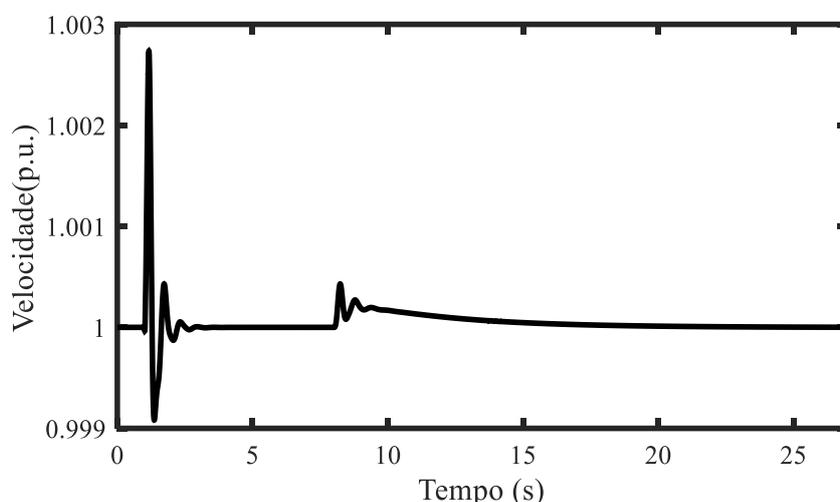


Figura 70 – Velocidade do gerador a diesel para o modo eólica-diesel devido à atuação do controlador proposto.

Na Figura 70, mostra-se que as variações de velocidade do rotor do gerador a diesel possuem pequenas magnitudes. Desse modo, a atuação da malha de controle proposta causa menor desgaste ao gerador síncrono pelo fato das variações de cargas serem assumidas inicialmente pelo conversor do lado da rede da unidade eólica. Os desgastes mecânicos do gerador a diesel seriam maiores na situação em que o gerador a diesel atua em modo de controle Vf, pois as variações de carga da microrrede seriam assumidas abruptamente pelo gerador a diesel e haveriam maiores excursões de frequência, conforme discutido na seção 5.1.

Salienta-se que no cenário operacional em questão, não houve crescimento da tensão do barramento CC durante a desaceleração da turbina eólica devido a utilização do filtro proposto. Entretanto, em uma situação operacional de elevada variação negativa de vento ou de uma redução de carga da microrrede, a rápida atuação da *dump load* pode evitar que a tensão do barramento CC atinja valores elevados.

6.2.3 Transição do Modo Somente-Eólica Para o Modo Eólica-Diesel

Quando a microrrede opera no modo somente-eólica, com 100% de geração eólica, pode ocorrer um aumento de carga na microrrede ou redução da velocidade de vento que leve à transição para o modo eólica-diesel de operação. Essa transição requer o acionamento e conexão do gerador a diesel para o controle da tensão do barramento CC. Nesta subseção avalia-se a transição de modo de operação somente-eólica para o modo de operação eólica-diesel. Inicialmente considera-se o modo de operação somente-eólica, em que somente a *dump load* controla a tensão do barramento CC operando com potência inicial de 70 kW e a unidade eólica opera no ponto de máxima potência na velocidade de vento de 11,25 m/s. Considera-se uma variação positiva de potência ativa (isto é, um aumento de carga) da microrrede de 100 kW, onde $P_{MPP} < P_{DLO} + P_{carga}$, fazendo com que seja habilitado o modo de operação eólica-diesel. Para o acionamento e sincronização do gerador a diesel à microrrede, considerou-se um tempo de 2 segundos. Na Figura 71, mostra-se a tensão do barramento CC para o cenário em questão.

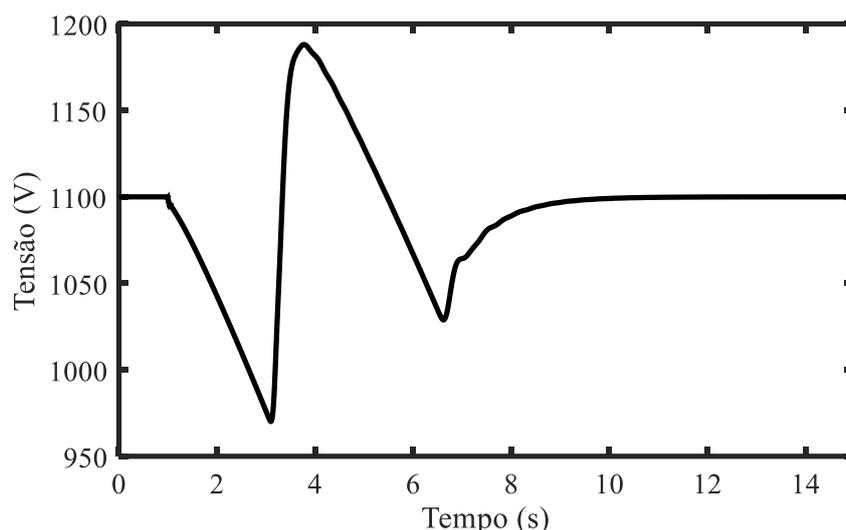


Figura 71 – Tensão do barramento CC durante a transição de modo de operação devido ao aumento de carga da microrrede.

Inicialmente, a queda de tensão do barramento CC resulta na atuação da malha de controle associada à *dump load*, entretanto, devido à rápida atuação da malha de controle, a potência dissipada pela *dump load* é reduzida a zero rapidamente. Após esse evento em questão, a tensão cai com uma taxa de variação aproximadamente constante e definida pelo desbalanço de potência do barramento CC. Após o tempo de 2 s, o gerador diesel passa a controlar a tensão

do barramento CC, assumindo a potência que a unidade eólica não é capaz de gerar. A transição de modo de operação se mostrou viável, mesmo para uma entrada de carga relativamente grande para a microrrede em questão. A tensão do barramento CC caiu até 970 V, ficando relativamente distante do limite inferior. É importante mencionar que variações mais severas de carga podem ser suportadas com a utilização de uma estratégia de corte de cargas não essenciais, com base na tensão do barramento CC.

Na Figura 72, mostra-se a potência da *dump load* e do gerador a diesel, durante a transição de modos de operação ocasionada pela entrada de carga em questão.

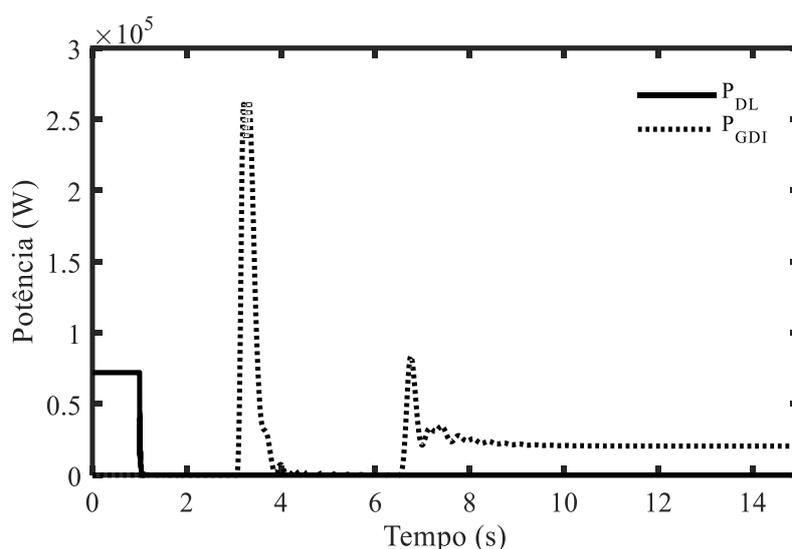


Figura 72 – Potência dissipada pela *dump load* e gerada pelo gerador a diesel.

Devido a rápida atuação do controle proposto, a *dump load* reduz a potência dissipada rapidamente até atingir zero. Após um tempo de 2 segundos, a malha de controle adicionada ao gerador a diesel faz com que o gerador em questão aumente a potência até que seja compensado o desequilíbrio de potência do barramento CC.

A redução de velocidade de vento também pode levar à transição de modos de operação. Considera-se agora, um cenário em que ocorre uma variação negativa em degrau de 0,5 m/s na velocidade do vento. Na Figura 73, mostra-se a tensão do barramento CC para o cenário em questão.

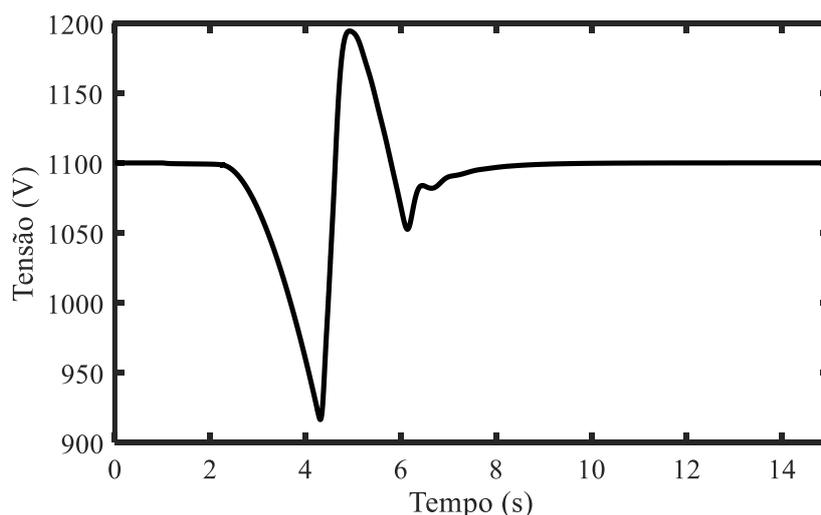


Figura 73 – Tensão do barramento CC durante a transição de modo de operação devido a redução da velocidade de vento.

A tensão barramento CC cai de modo mais suave em comparação com a queda de tensão mostrada na Figura 71. Isso ocorre por que o filtro proposto para a malha de regulação de velocidade impõe uma dinâmica mais lenta para a velocidade da turbina eólica. No novo ponto de máxima potência tem-se $P_{MPP} < P_{DL0} + P_{load}$, fazendo com que seja habilitado o modo de operação eólica-diesel. A redução da máxima potência extraída da turbina eólica foi igual a 120 kW. Na Figura 74, mostra-se a potência da *dump load* e do gerador a diesel durante a transição de modos de operação.

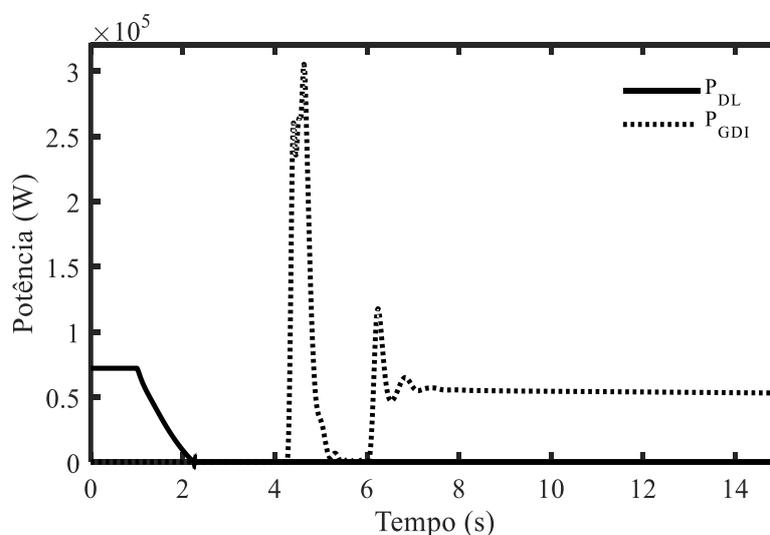


Figura 74 – Potência dissipada pela *dump load* e gerada pelo gerador a diesel durante a transição de modo de operação devido a redução da velocidade de vento.

Pode-se observar que a potência dissipada pela *dump load* cai de maneira mais suave em relação a queda da potência dissipada pela *dump load* na Figura 72. Passados 2 segundos após a potência da *dump load* atingir zero, o gerador a diesel passa a controlar a tensão do barramento CC, assumindo a potência que a unidade eólica não é capaz de gerar. A transição de modo de operação se mostrou viável, mesmo considerando uma redução de velocidade de vento em degrau. A consideração de um degrau é conservadora, pois devido à inércia da massa de ar, a velocidade do vento varia de forma mais suave. A tensão do barramento CC caiu até 920 V, ficando relativamente distante do limite inferior. É importante mencionar que variações mais severas de velocidade de vento, bem como maiores tempos de sincronização de conexão do gerador a diesel, podem ser suportados com a utilização de uma estratégia de corte de cargas não essenciais, com base na tensão do barramento CC. A redução da velocidade da turbina eólica para atingir o novo ponto de máxima potência é mostrada na Figura 75.

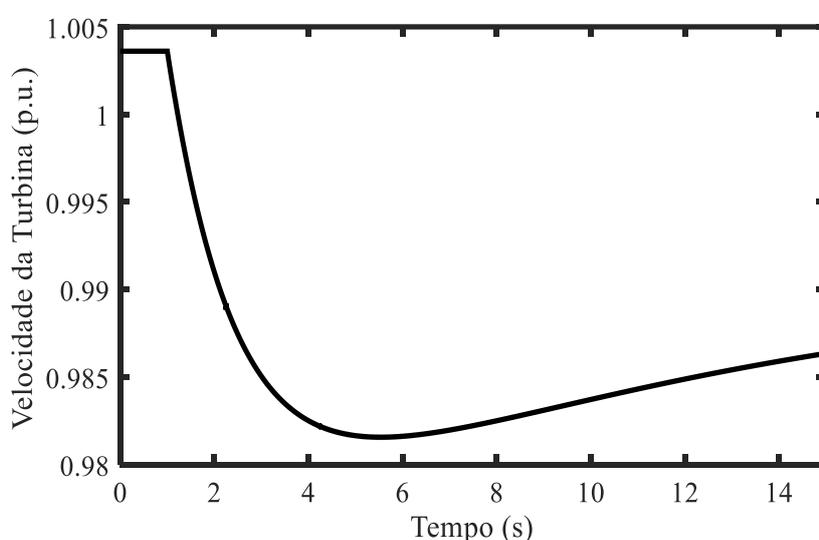


Figura 75 – Redução da velocidade da turbina eólica durante a transição de modo de operação devido a redução da velocidade de vento.

A velocidade da turbina eólica referente ao ponto de máxima potência, para a velocidade de vento de 10,75 m/s, é igual a 0,989 p.u.. A velocidade da turbina eólica atinge a nova referência em aproximadamente $t = 38$ segundos. A potência mecânica disponível da turbina eólica e a potência elétrica ativa extraída do gerador síncrono da unidade eólica, para o cenário em questão, são mostradas na Figura 76.

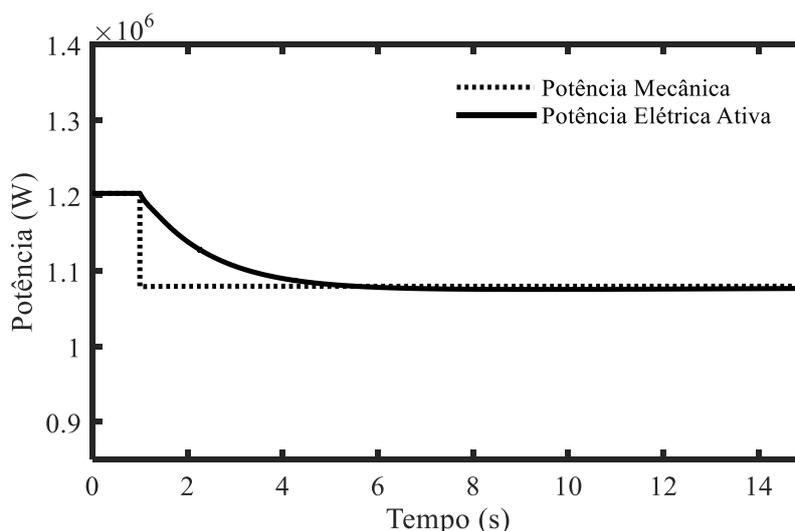


Figura 76 – Potência mecânica da turbina eólica e potência ativa na saída do gerador da unidade eólica durante a transição de modo de operação devido a redução da velocidade de vento.

Após a redução da velocidade de vento, a máxima potência mecânica captada pela turbina eólica é reduzida de 1200 kW para 1080 kW. É importante mencionar que variações mais severas de carga ou de vento, bem como, maiores tempos de sincronização e conexão do gerador a diesel à microrrede, podem ser suportadas com a utilização de uma estratégia de corte de cargas não essenciais, com base na tensão do barramento CC. A reconexão das cargas deligadas durante a transição do modo de operação ocorreria após a conexão do gerador a diesel à microrrede. Dessa maneira, mesmo a utilização de um tempo maior de acionamento e sincronismo do gerador diesel à microrrede, ou uma variação severa de vento ou de carga, não se torna uma limitação para a estratégia proposta. Vale frisar que a utilização de variações de vento em forma de degrau é uma premissa conservadora, pois a inércia da massa de ar faz que as variações de velocidade de vento ocorram de forma não instantânea.

6.3 Controle de Ângulo de Passo das Pás da Turbina Eólica

Destaca-se que também é possível utilizar o ângulo de passo das pás da turbina para alterar o rendimento aerodinâmico da turbina. Nesta seção, mostra-se de forma breve a atuação do controle de velocidade da turbina eólica apenas por meio do controle do ângulo de passo das pás da turbina eólica, em casos de variações severas de vento, para evidenciar que não há variações significativas da tensão do barramento CC para essas variações em questão. Considerando o modo de operação somente-eólica, avalia-se a contribuição do controle do

ângulo de passo da turbina eólica para as perturbações referentes à variação da velocidade de vento de 13 m/s para 11,5 m/s, de 11,5 m/s para 13 m/s e, por fim, de 13 m/s para 14,5 m/s. O controle de ângulo de passo das pás é realizado através do erro de velocidade da turbina, que passa pelo controlador responsável por gerar uma ação de controle que altera o ângulo de passo das pás da turbina eólica.

A atuação no ângulo de passo da turbina mitiga variações grandes na tensão do barramento CC pelo fato de não ser necessário alterar a velocidade da turbina eólica, pois nesse caso a potência extraída pela turbina é controlada predominantemente pelo ângulo de passo. Dessa forma, quando ocorre uma variação de vento, o ângulo de passo mantém a turbina com a mesma potência mecânica e a mesma velocidade. Isso é possível por que o controle da potência mecânica, pode ser realizado indiretamente pela alteração do ângulo de passo. Portanto, não havendo alteração significativa da potência elétrica ativa extraída, a tensão do barramento CC, apresenta variações pouco significativas. A tensão do barramento CC, para as variações da velocidade de vento mencionadas é mostrada na Figura 77.

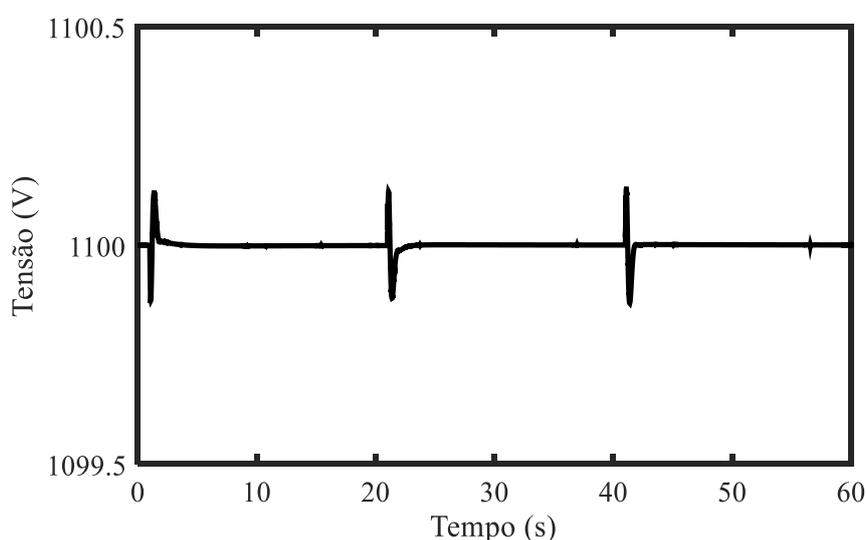


Figura 77 – Tensão do barramento CC considerando a atuação do controle de ângulo de passo da turbina eólica.

As variações ocorridas na tensão do barramento CC são muito pequenas, pois o controle de ângulo de passo altera a potência mecânica da turbina, ao invés da potência elétrica ativa extraída do gerador da unidade eólica, para assegurar um ponto de equilíbrio estável para a velocidade da turbina eólica. A potência dissipada pela *dump load* é mostrada na Figura 78.

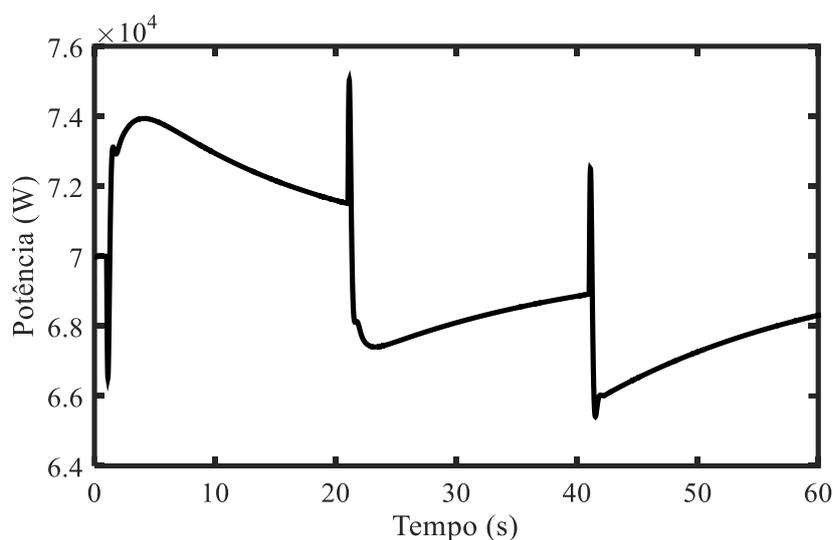


Figura 78 – Potência dissipada pela *dump load* considerando a atuação do controle de ângulo de passo da turbina eólica

É possível observar que ocorrem pequenas variações de tensão do barramento, o que leva a pequenas variações na potência dissipada pela *dump load*. A potência mecânica da turbina e a potência elétrica ativa extraída do gerador da unidade eólica são mostradas na Figura 79.

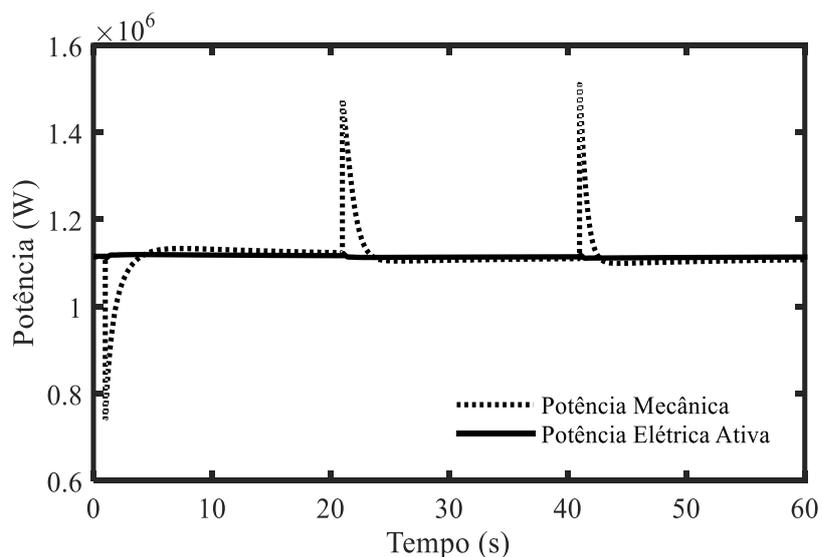


Figura 79 – Potência mecânica da turbina eólica e potência ativa na saída do gerador da unidade eólica considerando a atuação do controle de ângulo de passo da turbina eólica.

O ângulo de passo, para o cenário em questão, é mostrado na Figura 80.

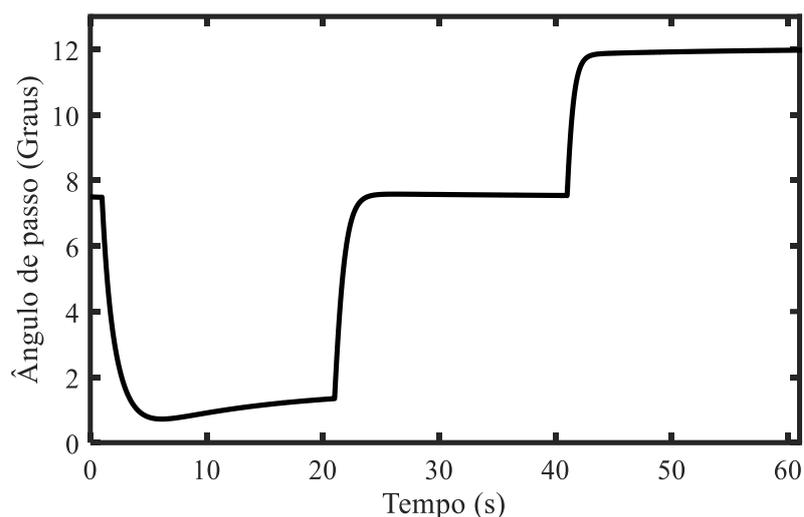


Figura 80 – ângulo de passo das pás da turbina eólica para o modo de operação somente-eólica.

Para o modo de operação eólica-diesel, também realizou-se testes com o controle do ângulo de passo das pás da turbina eólica. Considerando o modo de operação eólica-diesel, avalia-se a contribuição do controle do ângulo de passo da turbina eólica para as perturbações referentes à variação da velocidade de vento de 13 m/s para 11,5 m/s, de 11,5 m/s para 13 m/s e, por fim, de 13 m/s para 14,5 m/s. A tensão do barramento CC é mostrada na Figura 81.

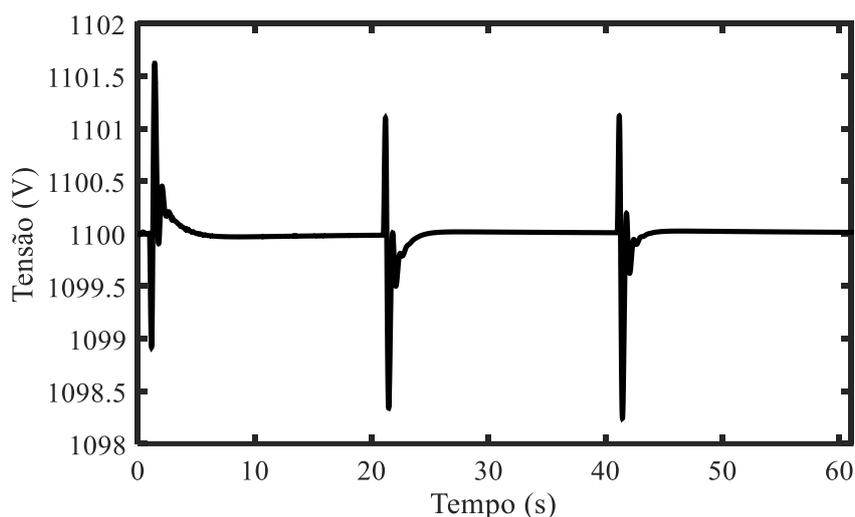


Figura 81 – Tensão do barramento CC, para o modo de operação eólica-diesel, considerando a atuação do controle de ângulo de passo da turbina eólica.

A potência do gerador diesel, devido a atuação da malha de controle proposta para a regulação da tensão do barramento CC é mostrada na Figura 82.

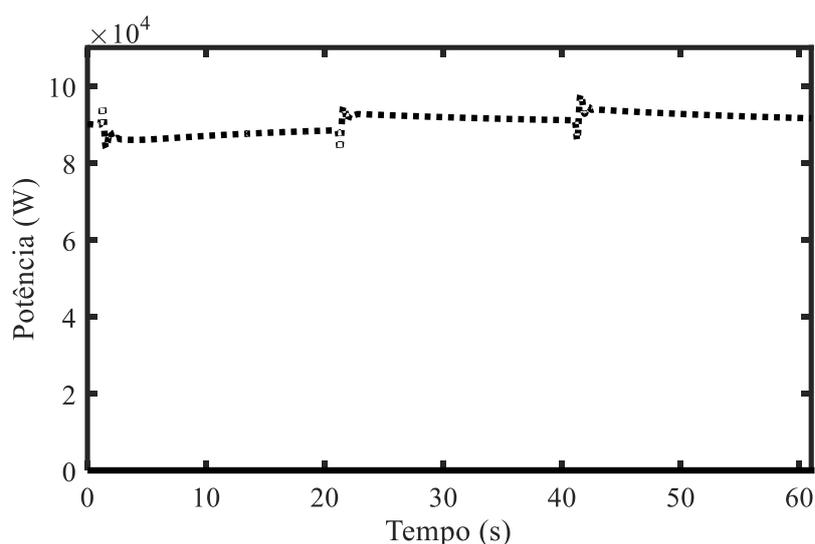


Figura 82 – Potência elétrica ativa do gerador diesel, devido a atuação da malha de controle proposta, considerando a atuação do controle de ângulo de passo da turbina eólica.

É possível observar que ocorrem pequenas variações na tensão do barramento CC devido á rápida resposta do controle de ângulo de passo da turbina eólica. Devido às pequenas variações de tensão do barramento CC, ocorrem pequenas variações na potência ativa de geração do gerador a diesel. A potência mecânica da turbina eólica e a potência elétrica ativa extraída do gerador da unidade eólica, são mostradas na Figura 83.

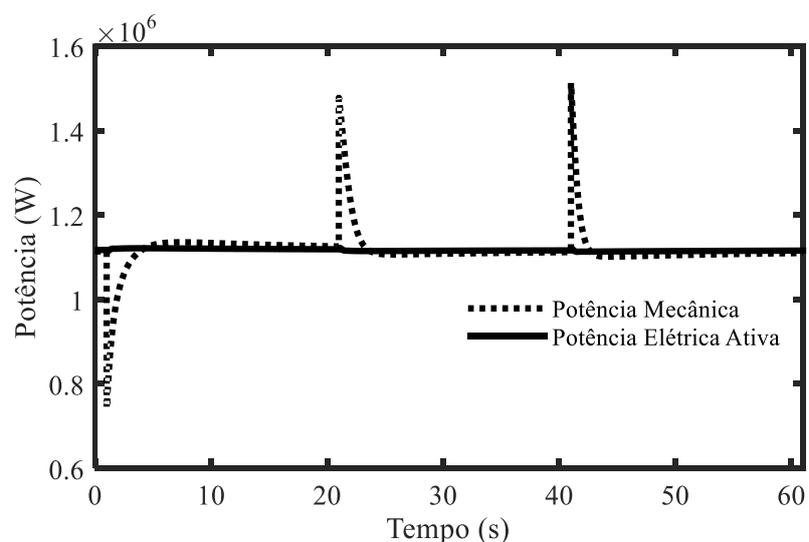


Figura 83 – Potência mecânica da turbina eólica e potência ativa na saída do gerador da unidade eólica, para o modo de operação eólica-diesel, considerando a atuação do controle de ângulo de passo da turbina eólica.

A potência elétrica ativa extraída do gerador síncrono da unidade eólica praticamente não se altera, pois o controle de ângulo de passo é bastante eficaz, fazendo que a

velocidade seja controlada pela alteração da potência mecânica da turbina. O ângulo de passo das pás da turbina eólica, considerando as variações de vento mencionadas previamente, é mostrado na Figura 84.

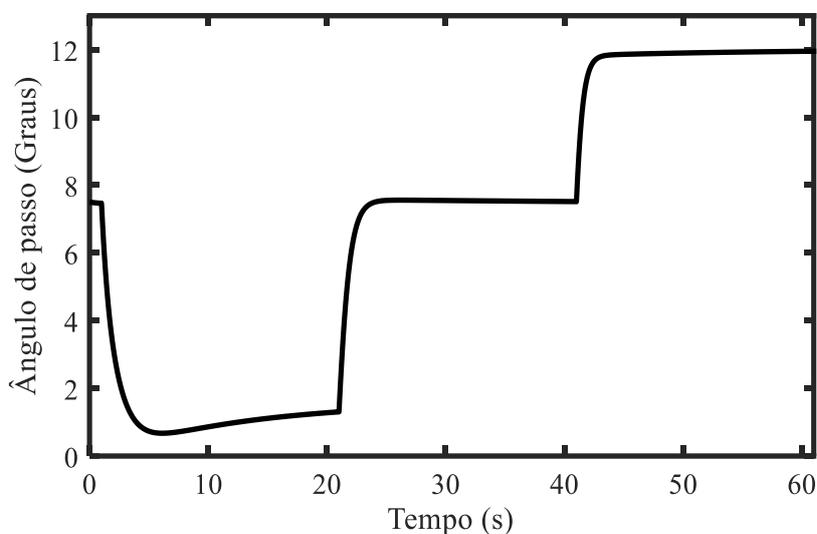


Figura 84 – ângulo de passo das pás da turbina eólica para o modo de operação eólica-diesel.

A utilização de estratégias de controle de ângulo de passo das pás da turbina eólica pode ser empregada para permitir que a unidade eólica suporte maiores variações de velocidade de vento. A utilização de limitadores para a taxa de variação ângulo de passo da turbina eólica é crucial para evitar danos às pás da turbina eólica. Nas simulações realizadas nessa seção utilizou-se a limitação da taxa de variação de ângulo de passo de $\pm 10^\circ/\text{s}$ (MILLER *et al.*, 2003). A utilização de limites de taxa de variação menores, por exemplo $\pm 3^\circ/\text{s}$, pode ser utilizada sem prejuízos, pois esta implica apenas em um aumento no tempo de acomodação das variáveis do sistema, permanecendo as variações na tensão do barramento CC muito pequenas.

7 DISCUSSÕES FINAIS E CONCLUSÕES

A utilização de adequadas estratégias de operação e controle pode permitir a operação autônoma e estável de microrredes ilhadas com alto nível de inserção de geração eólica, durante variações de carga da microrrede e variações de velocidade de vento. A origem da instabilidade em microrredes em operação ilhada autônoma com grande inserção de geração eólica com conversor de potência completo, normalmente se manifesta na tensão do barramento CC ou na velocidade da turbina eólica.

O presente trabalho apresentou uma estratégia de controle da tensão no barramento CC do conversor *back-to-back* de uma unidade eólica, através de malhas de controle adicionadas a um gerador a diesel de pequeno porte conectado diretamente ao barramento CA e a uma *dump load* conectada ao barramento CC por meio de um circuito *buck*. Desse modo, o uso do gerador a diesel e da *dump load* dispensa o uso de um banco de baterias na microrrede.

Por meio dos resultados apresentados, observou-se que a estratégia de controle proposta e os controladores projetados para as malhas de controle adicionadas ao gerador a diesel e à *dump load* se mostraram eficazes no controle da tensão do barramento CC e na manutenção da estabilidade da microrrede.

A malha de controle adicionada ao gerador a diesel apresentou desempenho satisfatório para a regulação da tensão do barramento CC durante variações de carga e de vento ocorridas na microrrede. A proposição do emprego do gerador a diesel de pequeno porte, controlando a tensão do barramento CC, se mostrou vantajosa, pois a baixa inércia do gerador a diesel, que seria uma desvantagem no controle de frequência, se torna uma vantagem para a regulação da tensão do barramento CC, devido à rápida resposta do controle de potência ativa do gerador a diesel.

A malha de controle da tensão do barramento CC adicionada à *dump load* também foi efetiva durante a operação da microrrede no modo somente-eólica, considerando variações de carga e vento. Verificou-se, no entanto, que a alta inércia da turbina eólica adiciona complexidade no controle da tensão do barramento CC, devido à elevada potência acelerante/desacelerante requerida para a turbina eólica atingir a nova velocidade de equilíbrio. O emprego do filtro na malha de controle da velocidade da turbina eólica se mostrou eficaz para mitigar as grandes variações da tensão do barramento CC, através da limitação da taxa de velocidade da turbina eólica.

A obtenção do modelo linear da microrrede proposta foi fundamental para o projeto dos controladores da tensão do barramento CC adicionados ao gerador a diesel e à *dump load* e para o projeto do controlador de velocidade da turbina eólica. O projeto dos ganhos do controlador da tensão do barramento CC das malhas de controle associadas à *dump load* e ao gerador a diesel foi realizado com base em uma formulação de controle estruturada na forma de LMIs. As malhas de controle propostas foram baseadas em controladores do tipo proporcional-integral. A formulação do problema de controle levou em consideração as incertezas associadas ao ponto de operação da unidade eólica. Adotou-se como índice de desempenho a energia do sinal da tensão do barramento CC, juntamente com um fator de amortecimento mínimo para todos os polos do modelo linear da microrrede.

Não é uma limitação para a estratégia proposta, a utilização de um tempo maior de acionamento e sincronismo do gerador diesel à microrrede, ou uma variação mais severa de vento ou de carga. É importante frisar que durante o período de sincronização e de conexão do gerador a diesel, a tensão do barramento CC, cai com uma taxa de variação definida principalmente pelo desequilíbrio de potência no barramento CC e pela capacitância do barramento CC. Portanto uma alternativa para reduzir a taxa de variação da tensão do barramento CC durante períodos elevados de tempo de sincronização e conexão do gerador diesel à microrrede, seria a utilização de capacitâncias maiores no barramento CC, o que não causaria alterações significativas na estrutura da microrrede.

A utilização do controle do ângulo de passo para suportar maiores variações de vento, também constitui uma alternativa viável para mitigar as variações de tensão no barramento CC devido ao desequilíbrio das potências mecânica da turbina eólica e elétrica ativa extraída do gerador síncrono da unidade eólica. O controle adequado do ângulo de passo da turbina eólica permite que a potência elétrica ativa extraída do gerador permaneça praticamente constante durante as variações de vento, de modo a evitar variações significativas de velocidade da turbina eólica. A utilização de estratégias de corte de carga, também pode ser uma alternativa viável para permitir a operação da microrrede durante situações operacionais mais severas de variações de carga ou de variações de velocidade de vento, levando a uma situação em que a potência da unidade eólica mais a potência do gerador a diesel seja inferior a potência da carga da microrrede.

Obteve-se como resultados dessa dissertação uma publicação em um congresso internacional:

- LUKASIEVICZ, T.; OLIVEIRA, R. V.; DRANKA, G.G. Control of an islanded wind-diesel microgrid with high penetration level of wind

generation. In: IEEE PES General Meeting, 2015, Denver, USA. Proceedings of the IEEE PES General Meeting, 2015. p. 1-5.

7.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

A proposição de estratégias de corte de carga, bem como a proposição de estratégias de controle de ângulo de passo da turbina eólica, coordenado com o controle proposto, será o foco de pesquisas futuras, para que a microrrede suporte maiores variações de vento e de carga sem seu desligamento.

A proposição de estratégias de controle para microrredes com múltiplas unidades eólicas operando em paralelo também se configura como um estudo promissor no que se refere à continuidade desse trabalho.

8 REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.: **Wind Power in Power Systems**. Royal Institute of Technology, Electric Power Systems. Stockholm, Sweden. 2005.

AL-MULLA, M. M.; SEELEY N. C.: **Distributed Generation Control in Islanded Industrial Facilities: A Case Study in Power Management Systems**. *PCIC Europe 2010 Conference Record*. pp. 1-6, June 2010.

ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; CARTWRIGTH, P.; HUGHES M.: **Wind energy generation: Modelling and control**. John Wiley & Sons, Chichester, UK, 2009.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8**. 2015.

ARANI, M. F. M.; EL-SAADANY, E. F. **Incorporating DFIG Based Wind Power Generation in Microgrid Frequency Regulation**. Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, p. 1- 6, July 2012.

ARTZER, B.; COURTEMANCHE, D.; LAZEBNIK, R.; WAGNER M.: **Generator Ratings**. Available: <http://www.plantengineering.com/single--article/generator-ratings/968853c857/html> [Acesso em: 1 de Nov. 2014].

AZEVEDO, G.: **Controle e Operação Conversores de Microrredes**. Recife, 2011. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Pernambuco. 2011.

BARBI, I.; **"Eletrônica de Potência"** Edição do Autor, 6º Edição, 2006.

BAUDOIN, S.; VECHIU, I.; CAMBLONG, H.: **A Review of Voltage and Frequency Control Strategies for Islanded Microgrid**, in Proc. of IEEE International Conference on System Theory, Control and Computing (ICSTCC), pp. 1-5, October 2012.

BERGEN, Arthur R.; VITTAL, Vijay: **Power Systems Analysis**. New Jersey, Prentice-Hall, Inc., 2000.

BERNARDES, T. A.: **Análise e Controle de Gerador Síncrono a Imã Permanente Aplicado a Sistemas de Conversão de Energia Eólica**. Santa Maria, 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, 2009.

BOLÃNOS, J. R. M.: **Análise da Estabilidade Dinâmica em Microrredes com Controle Autônomo de Frequência e Tensão.** São Paulo, 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.

BRABANDERE, K.; BOLSENS, B.; KEYBUS, J.; WOYTE, A.; DRIESEN, j.; DRIESEN, R.: **“A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters”** IEEE Transactions On Power Electronics, VOL. 22, NO. 4, pp. 1107- 1116, July 2007.

BRADT, M. : **Characteristics of Wind Turbine Generators for Wind Power Plants,** IEEE PES General Meeting Calgary, 2009.

CÁRDENAS, R.; PEÑA, R.; ALEPUZ, S.; ASHER, G.: **“Overview of Control Systems for the Operation of DFIGs in Wind Energy Applications,”** IEEE Transactions On Sustainable Energy, Vol. 60, No. 6, pp. 2776-2798, July 2011.

CHILALI, M., GAHINET, P., and APKARIAN, P.: **‘Robust pole placement in LMI regions’**, IEEE Trans. Autom. Control, 1999, 44, (12), pp. 2257–2270

COLLIER, D. A. F.: **Modelagem e Controle de Retificadores PWM Trifásicos Conectados a Geradores Síncronos a Ímãs Permanentes em Sistemas de Conversão de Energia Eólica.** Florianópolis, 2011. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina. 2011.

COLSON, C.M.; NEHRIR, M.H.: **Load-following for wind turbines with permanent magnet synchronous generators.** North American Power Symposium (NAPS), 201, IEEE, p. 1-8, 2012.

CONTROL SYSTEM TOOLBOX™ R2015a. **Getting Started Guide.** The MATHWORKS Inc., 2015.

DAS, D.; ADITYA, S. K.;KOTHARI, D. P: **“Dynamics of Diesel and Wind Turbine Generators on an Isolated Sower System”**, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 21, No. 3, pp. 183-189, March 1999.

DRANKA, G. G.: **Estratégia de Controle para a Operação Ilhada autônoma de uma Unidade Eólica de Geração Associada a Banco de Baterias.** Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2014.

D’Arco, S.; Petterteig, A.; Pittini, R.; Undeland, T. M.: **Droop Regulated VSCs for Island Operation of Future Offshore Systems,** In *Proc. IEEE PowerTech conf. Trondheim*, may 2011.

EWEA (ASSOCIAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA EUROPEIA), Annual report 2013: **Building a stable future**. Disponível em <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA_Annual_Report_2013.pdf>. [Acesso em: 01 de dez. 2014.]

FERNADES, Tatiane C. C.: **Aplicação de Técnicas de Estimacão Modal para Análise da Estabilidade a Pequenas Perturbações de Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída**. São Paulo, 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.

FERREIRA, Abel A. A.: **Sistema de Produção de Energia Eólica**. Porto, 2011. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.

FILHO, Rubens, M. S.: **Contribuição ao Controle Digital do Paralelismo sem Comunicação de Sistemas de Energia Ininterrupta**. Minas Gerais, 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2009.

FUH, Q.; NASIRI, A.; BHAVARAJU, v.; SOLANKI, A.; ABDALLAH, T.; Yu, D.: **“Transition Management of Microgrids With High Penetration of Renewable Energy,”** IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 5, no. 2, pp. 539-549, Mar. 2014.

GOMES, S.; MARTINS N.; POPTELA E.: **“Computing small-signal stability boundaries for large-scale power system”**. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 18 , n.2, pp. 747-752, May 2003.

GUERRERO, J. M.; MATAS, J.; VICUÑA, L. G.; CASTILLA, M.; MIRET, J.:**“Wireless-Control Strategy for Parallel Operation of Distributed-Generation Inverters,”** IEEE Trans. on Industrial Electronics., vol. 53, no. 5, pp. 1461–1472, October 2006.

GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C.; MATAS, J.; VICUÑA, L. G.; CASTILLA, M.:**“Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids – A General Approach Toward Standardization,”** IEEE Trans. on Industrial Electronics., vol. 58, no. 1, pp. 158–173, January 2011.

GUO, Z.; SHA, D.; LIAO, X.: **“Voltage Magnitude and Frequency Control of Three-phase Voltage Source Inverter for Seamless Transfer,”** *IET Generation, Power Electron.*, Vol. 7, No. 1, pp. 200-208, August 2014.

HAQUE, M. E.; MUTTAQI, K. M.; NEGNEVITSKY, M.: **Control of a Stand Alone Variable Speed Wind Turbine With a Permanent Magnet Synchronous Generator**. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, p. 1-9, 2008.

HAQUE, M.E., NEGNEVITSK, M. y, MUTTAQI, K.M., "A novel control strategy for a variable-speed wind turbine with a permanent-magnet synchronous generator, "IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 46, no. 1, pp. 331–339, Jan./Feb. 2010.

HARUNI, A. M. O.; GARGON, A.; HAQUE, E.; NEGNEVITSKY, M.: **Dynamic Operation and Control of a Hybrid Wind Diesel Stand Alone Power Systems**. Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2010 Twenty-Fifth Annual IEEE, 2010 IEEE, p. 162-169, 2010.a

HARUNI, A. M. O.; NEGNEVITSKY, M.; ENAMUL H. M.; GARGOOM, A.: **A Novel Power Management Control Strategy for a Renewable Stand-Alone Power System**. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, p. 1-8, July 2010.b

HATZIARGYRIOU, N.; ASANO, H.; IRAVANI, R.; MARNAY, C.: "Microgrids," IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 5, no. 4, pp. July 2007.

HATZIARGYRIOU, N.; ASANO, H.; IRAVANI, R.; MARNAY, C.: "Microgrid : architectures and control," West Sussex, IEEE Press Editorial Board, 2014.

HEIER, S.: "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems," John Wiley & Sons Ltd, 1998, ISBN 0-471-97143-X

HERNANDEZ-ARAMBURO, C.; GREEN T.; MUGNIOT N.: "Fuel consumption minimization of a microgrid," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 41, no. 3, pp. 673–681, May 2005.

HUSSEIN, M. M.; SENJYU, T.; ORABI M.; WAHAB, M. A. A.; HAMADA M. M.: **Control of a Variable Speed Stand Alone Wind Energy Supply System**. IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), 2012 IEEE, p. 71-76, December 2012.

HUANG, C; MAO, J; LU, D.: "Small-signal modelling and analysis of wind turbine with direct drive permanent magnet synchronous generator connected to power grid," *IET Renewable Power Generation*, Vol. 6, No. 1, pp. 48-58, August 2012.

IEEE 1547.4, **IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems**, July 2011.

IEEE 1547, **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. July 2003.

ISO 8528-5:2013, **Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets — Part 5:Generating sets**.

JIANG, H.; LIN, J.; SONG, Y.; GAO, W.; XU, Y.; SHU, B.; LI, X.; DONG, J.: “**Demand Side Frequency Control Scheme in an Isolated Wind Power System for Industrial Aluminum Smelting Production**”, IEEE Trans. Power Systems, vol. 29, no. 2, pp. 844–854, March 2014.

JOHNSON, K. E.; PAO, L. Y.; BALAS, M. J.; FINGERSH, L. J.: “**Control of Variable-Speed Wind Turbines**,” IEEE Control Systems Magazine, June, 2006.

KAZMIERKOWSKI, M. P.; KRISHNAN R.; BLAABJERG, F.; IRWIN, J.D.: **Control in Power Electronics: Selected Problems**. New Jersey, Academic Press, Inc., 2002.

KATIRAEI, F.; ABBEY, C.: **Diesel Plant Sizing and Performance Analysis of a Remote Wind-Diesel Microgrid**, in Proc. of IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 1-8, June 2007a.

KATIRAEI, F.; IRAVANI, M. R.; LEHN, P. W.: “**Small-signal dynamic model of a micro-grid including conventional and electronically interfaced distributed resources**,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 1, No. 3, pp. 369-379, May 2007b.

KRAUSE, P.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S.; PEKAREK, S.: “**Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**,” New Jersey, IEEE Press Editorial Board, 2013.

KUIAVA, R.: **Projeto de controladores para o amortecimento de Oscilações em Sistemas Elétricos com Geração Distribuída**. São Carlos, 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. 2010.

KUNDUR, P. (1994), *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill.

LASSETER, R.; ABBAS, A.; MARNAY, C.; STEVENS, J.; DAGLE J.; GUTTROMSON R.; MELIOPOULOS, A. S.; YINGER, R.; ETO, J.: “**Integration of Distributed Energy Resources: The Certs Microgrids Concepts**,” California Commission Report P500-089-03F, Oct. 2003.

LALOR, G.; MULLANE A.; O’MALLEY, M.: “**Frequency Control and Wind Turbine Technologies**,” IEEE Trans. on Power Systems, vol. 20, no. 4, Nov. 2005.

LI, P.; SONG, Y.; LI, D.; CAI, W.; ZHANG, K.: “**Control and Monitoring for Grid-Friendly Wind Turbines: Research Overview and Suggested Approach**,” IEEE Trans. on Power Electronics, vol. 30, no. 4, pp. 1979-1986, Apr. 2015.

LOEHLEIN T. A.: *Maintenance is One Key to Diesel Generator Set Reliability*. Cummins Power Generation, Disponível em <

http://www.cumminsnortheast.com/_literature_98390/Power_System_Maintenance_Brochure
>. [Acesso em: 01 de nov. 2014.]

LOGUE, D.; KREIN, P. T.: “**Simulation of Electric Machinery and Power Electronics Interfacing Using MATLAB/SIMULINK**”. In *Proc. Computers in Power Electronics, COMPEL 2000. The 7th Workshop on IEEE*, July 2000.

LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L.; MADUREIRA, A. G.: “**Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation**,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 916-925, May. 2006.

MARGARIS, I.D.; PAPATHANASSIOU, S.A.; HATZIARGYRIOU, N.D.; HANSEN, A.D.; SORENSEN, P.: “**Frequency Control in Autonomous Power Systems With High Wind Power Penetration**,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol.3, no.2, pp.189-199, April 2012.

MARZBAND, M.; SUMPER, A.; CHINDRIS M.: **Frequency Control of Isolated Wind and Diesel Hybrid MicroGrid Power System by Using Fuzzy Logic Controllers and PID Controllers**, In *Proc. Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU)*, pp.1-6, Oct. 2011.

MENDIS, N.; MUTTAQI, K. M.; PERERA, S.: “**Management of Battery-Supercapacitor Hybrid Energy Storage and Synchronous Condenser for Isolated Operation of PMSG Based Variable-Speed Wind Turbine Generating Systems**,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 944-953, March 2014.

MENDIS, N.; MUTAQQI, K.; PEREIRA, S.: “**A Novel Control Strategy for Stand-alone Operation of a Wind Dominated RASP System**, In *Proc. IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, pp. 1-8. Jul. 2011.

MILLER, N.W.; DELMERICCO, R.W.; KURUVILLA, K.; SHAO, M., “**Frequency Responsive Controls for Wind Plants in Grids with Wind High Penetration**,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp.1-7, 22-26 July 2012.

MILLER, N.W.; SANCHEZ-GASCA, J.J.; PRICE, W. W.: “**Dynamic Modeling Of GE 1.5 And 3.6 MW Wind Turbine-Generators For Stability Simulations**,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1977 – 1983, Vol. 3, July 2003.

MOHAN, N.; UNDERLAND, T. M.; ROBBINS, W. P.: **Power Electronics – Converters, Applications and Design**. 2 ed. New York, John Wiley & Sons. Inc. 2003.

MOHD, A.; ORTJOHANN, D.; MORTON, D.; OMARI, O.: “**Review of Control Techniques for Inverters Parallel Operation**”, *Electric Power System Research*, Vol. 80, pp. 1477-1487. July, 2010.

NIKOLIC, D.; NEGNEVITSKY, M.; DE GROOT, M.; GAMBLE, S. ; FORBES, J. ; ROSS, M.: **Fast Demand Response as an Enabling Technology for High Renewable Energy Penetration in Isolated Power Systems**, Power and Energy Society General Meeting IEEE 27-31 July 2014.

OGATA Katsuhiko: **Engenharia de Controle Moderno**. 4 ed. São Paulo. Pearson – Prentice Hall. 2003.

OLIVARES, D. E; MEHRIZI-SANI, A.; ETEMADI, A. H.; CANIZARES, C. A.; IRAVANI, R.; KAZERANI, M.; HAJIMIRAGHA, A. H.; GOMIS-BELLMUNT, O.; SAEEDIFARD, M.; PALMA-BEHNKE, R.; JIMENEZ-ESTEVEZ, G. A.; HATZIARGYRIOU, N. D.: "**Trends in Microgrid Control**", IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919, Jul. 2014.

OLIVEIRA, R. V.: **Projeto de Controlador de Amortecimento para Sistemas Elétricos de Potência**. São Carlos, 2006. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia Elétrica - Universidade de São Paulo, 2006.

OLIVEIRA, R.V.; RAMOS, R.A. and BRETAS, N.G.: "**Using the output energy as performance index in the design of damping controllers for power systems** ," IET Control Theory Appl., 2007, 1, (5), pp. 1191-1199.

PAPATHANASSIOU, S. A.; PAPADOPOULOS, M. P.: "**Dynamic Characteristics of Autonomous Wind–Diesel Systems**", Renewable Energy, Vol. 23, No. 2, pp. 293-311, June 2001.

PIEKUTOWSKI, M.; GAMBLE, S.; WILLEMS, R.; DAVIES, M.: **A Road Towards Autonomous Renewable Energy Supply, RAPS Case**, in Proc. of 44th CIGRÉ Session & Technical Exhibition, CIGRÉ Paris Session, August 2012.

PERDANA, A.: **Dynamic Models of Wind Turbines - A Contribution towards the Establishment of Standardized Models of Wind Turbines for Power System Stability Studies**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY. Sweden. 2008.

POGAKU, N.; PRODANOVIC, M.; GREEN, T. C.: "**Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid**", IEEE Trans. on Power Electronics , vol. 22, no. 2, pp. 613-626, March 2013.

POLINDER, H.; FERREIRA J. A.; JENSEN, B. B.; ABRAHAMSEN, A. B.; ATALLAH, K.; MCMAHON, R. A.: "**Trends in Wind Turbine Generator Systems**," IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, Vol. 1, No. 3, September 2013.

QUANG, N. P.; DITTRICH, J.-A.: **Vector Control of Three-Phase AC Machines**. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, 2008.

QUÉVAL, L. and OHSAKI, H., " **Back-to-back Converter Design and Control for Synchronous Generator-based Wind Turbines**," in Proc. of IEEE Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), pp. 1-6, Nov. 2012.

RASHID, M. H.: **Power Electronics Handbook - Devices, Circuits, and Applications**. 3 ed., Elsevier, Florida, 2011.

RENEWABLES 2014 (REN21): **Global Status Reporting**. Disponível em <http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014_full%20report_low%20res.pdf>. [Acesso em: 01 de dez. 2014.]

RENEWABLES 2012 (REN21): **Global Status Reporting**. Disponível em <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR2012_low%20res_FINAL.pdf>. [Acesso em: 01 de dez. 2014.]

RESNIK, A.; SIMÕES, M. G.; AL-DURRA, A.; MUYEEN, S. M.: "**LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid Interconnected Systems**", IEEE Trans. on Industrial Applications , vol. 50, no. 4, pp. 1225-1232, April 2014.

REZA, N. H.; FARSHAD, D.; "**Dynamic Modeling of Autonomous Wind-Diesel System With Fixed-Speed Wind Turbine**", International Journal Of Applied Power Engineering (IJAPE), Vol. 1, No 2, August 2012, pp. 47-64.

ROCABERT, J.; LUNA, A.; BLAABJERG, F.; RODRÍGUEZ, P.: "**Control of Power Converters in AC Microgrids**", IEEE Trans. on Power Electronics , vol. 27, no. 11, pp. 4734-4749, November, 2012.

ROCHA, Rafael V. **Simulação de um Aerogerador em uma Bancada Experimental**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 80. 2008.

ROSSI, C. H.: **Metodologia de Projeto de Controladores de Amortecimento para Posicionamento Parcial de Polos de Modelos Multimáquinas de Sistemas de Potência**. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2012.

SEBASTIÁN, R.; PEÑA, R.: **Simulation of a High penetration Wind Diesel System with a Ni-Cd battery energy storage**, In Proc. IEEE Industrial Electronics (IECON) Annual Conf. pp. 4589-4594, mar. 2009.

SHANXU, D.; YU, M.; JIAN, X.; YONG, K.; JIAN, C.: **Parallel Operation Control Technique of Voltage Source Inverters in UPS**, IEEE 1999 *International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, PEDS'99, July 1999.

SIEMENS, **LOHER Dynavert XL wind converters: Modular Concept For Tailored Solutions**. [Online] <http://www.industry.siemens.com/verticals/global/en/wind-turbine/power-generation/pages/wind-convertors.aspx>. Acesso em: 27 de Ago. 2015]

SILVA, K. F.: **Controle e integração de Centrais Eólica a Rede Elétrica com gerador de indução duplamente alimentado**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo. 2006.

SKELTON, R., KORBA P. and GRIGORIADIS, K., **"A Unified algebraic approach to linear control,"** Taylor & Francis, 1998.

SUTHERLAND, P. E.: **"Ensuring Stable Operation with Grid Codes"** IEEE Industry Applications Magazine, pp 60-67, JAN. 2016.

TARNOWSKI, Germán C.. **Metodologia de Regulação da Potência Ativa para Operação de Sistema de Geração Eólica com Aerogeradores de Velocidade Variável**. Mestrado - Dissertação em Engenharia Elétrica) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

VARAIYA, P.; WU F., BIALEK J.: **Smart operation of smart grid: Risk-limiting dispatch**, Proc. of the IEEE, vol.99,no. 1, pp.40–57, Jan. 2011

VIDYANANDAN, K. V.; SENROY, N.: **"Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop,"** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 837-846, May 2013.

WANG, H.; CHEN, Z.; JIANG, Q.: **"Optimal Control Method For Wind Farm To Support Temporary Primary Frequency Control With Minimised Wind Energy Cost,"** IET Renewable Power Generation, vol. 9, no. 4, pp. 350-359, February 2015.

WANG, Y.; DELILLE, G.; BAYEM, H.; GUILLAUD, X.; FRANCOIS, B.: **"High Wind Power Penetration in Isolated Power Systems - Assessment of Wind Inertial and Primary Frequency Responses,"** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 3, pp. 2412-2420, Aug. 2013.

WU, Bin.; LANG, Yongqiang.; ZARGARI, Navid.; KOURO, Zamir.: **Power Conversion and Control of wind energy Systems**. Canadá, IEEE Press Editorial Board, 2011.

YANG, Y.; YANG, N.; LI, H.: **Cost-benefit study of dispersed battery storage to increase penetration of photovoltaic systems on distribution feeders**, in Proc. of IEEE Power and Energy General Meeting, pp. 1-5, July 2014.

YAO, W.; LEE, K.: **A Wind Farm Configuration for Load-Following Controls and its Application to Primary Frequency Support**, in Proc. of IEEE North American Power Symposium (NAPS), pp. 1-6, August 2011.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R.: **“A Neutral-Point Clamped Converter System for Direct-Drive Variable-Speed Wind Power Unit”**. IEEE Trans. on Energy Conversion, vol.21, no. 2, p. 596-608, June 2006.

YUAN, X.; WANG, F. F.; BOROYEVICH D.; LI Y.; BURGOS R.: **DC-link Voltage Control of a Full Power Converter for Wind Generator Operating in Weak-Grid Systems**. IEEE Trans. on Power Electronics, vol. 24, n. 9, p.2178-2192, 2009.

XU, J.; LIAO, S.; SUN, Y.; MA, X.; GAO, W.; LI, X.; GU, J.; DONG, J.; ZHOU, M.: **“An Isolated Industrial Power System Driven by Wind-Coal Power for Aluminum Productions: A Case Study of Frequency Control”**, IEEE Trans. Power Systems, vol. 30, no. 1, pp. 471–484, January 2015.

ZAMADEI, José Alexandre. **Projeto de Controladores de Amortecimento para Unidades Eólicas de Geração Baseadas em Gerador de Indução Duplamente Alimentado**. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2012.

ZHOU, T.; FRANCOIS, B.: **“Energy Management and Power Control of a Hybrid Active Wind Generator for Distributed Power Generation and Grid Integration,”** IEEE Trans. Industrial Electronics, vol. 58, no. 1, pp. 95-104, Jan. 2011.

ZOU, Y.; ELBULUK, M. E.; SOZER, Y.: **“Stability Analysis of Maximum Power Point Tracking (MPPT) Method in Wind Power Systems,”** IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 49, no. 3, pp. 1229-1136, Jun. 2013.

APÊNDICE A

A.1 Parâmetros do sistema de teste

Esse apêndice apresenta os parâmetros adotados na modelagem da microrrede eólica-diesel considerada nos estudos propostos nesse trabalho. A unidade eólica é baseada em gerador síncrono com excitação independente conectada à rede por meio de um conversor *back-to-back*. Na saída do conversor há um filtro LCL que é conectado ao barramento de carga. Uma *dump load* é conectada ao barramento CC do conversor *back-to-back* por meio de um *buck*. O gerador diesel é conectado diretamente ao barramento de carga.

Os parâmetros das malhas de controle de tensão do barramento CC associados ao gerador diesel e à *dump load*, juntamente com os parâmetros da malha de controle de velocidade da unidade eólica são expostos no capítulo de resultados. Os parâmetros dos demais controladores empregados no sistema eólico são: $K_{p1} = 14$ p.u., $K_{i1} = 40,4$ p.u., $K_{p2} = 56,88$ p.u., $K_{i2} = 1140$ p.u., $K_{p3} = 427$ p.u., $K_{i3} = 35,1$ p.u., $K_{p4} = 12,5$ p.u., $K_{i4} = 100$ p.u., $K_{p5} = 6,25$ p.u., $K_{i5} = 100$ p.u.. Os parâmetros dos componentes da microrrede são mostrados abaixo.

Características da máquina síncrona da unidade eólica

- $P_{par} = 30$, $P_{nom} = 1,5$ MW, $S_{base} = 1,8$ MW, $V_{base} = 690$ V.
- $R_a = 0,006$ p.u., $R_{fd} = 0,00074$ p.u., $L_{md} = 1,125$ p.u., $L_{mq} = 0,294$ p.u.,
 $L_{ls} = 0,18$ p.u., $L_{ffd} = 0,1293$ p.u..

Características da turbina eólica

- $J_{ig} = 2,86 \times 10^6$ kg.m², $V_{vento_nom} = 12$ m/s, $\omega_{turb_nom} = \omega_{bm} = 15$ rpm, $\omega_{turb_min} = 9$ rpm,
 $\omega_{turb_max} = 19$ rpm, $N_{pás} = 3$, $Diâmetro = 59,3$ m, $c_1 = 0,5176$, $c_2 = 116$, $c_3 = 0,4$, $c_4 = 5$,
 $c_5 = 21$, $c_6 = 0,0068$.

Características do barramento CC

- $V_{CC_nom} = 1100$ V, $\Delta V_{CC} = 5$ V, $C_{cc} = 0,3$ F.

Características do conversor empregado na DL

- $R_{DL} = 2,56 \Omega$, $V_{max_R_{DL}} = 900 \text{ V}$, $P_{nom} = 300 \text{ kW}$, $L_{buck} = 1,8 \text{ mH}$, $C_{buck} = 2,2 \text{ mF}$.

Filtro LCL

- $L_f = 456 \mu\text{H}$, $R_{L_f} = R_{L_c} = 0,01 \text{ m}\Omega$, $L_c = 16,2 \mu\text{H}$, $C_f = 1,5 \text{ mF}$.

Características do conjunto gerador diesel

- $P_{nom} = 300 \text{ kW}$, $S_{base} = 1,8 \text{ MW}$, $V_{nom} = 380 \text{ V}$, $H = 0,08 \text{ s}$, $D = 0,1 \text{ p.u.}$.
- $R_a = 0,62 \text{ p.u.}$, $R_{fd} = 0,11 \text{ p.u.}$, $L_{md} = 10,28 \text{ p.u.}$, $L_{mq} = 5,08 \text{ p.u.}$, $L_{ls} = 1,22 \text{ p.u.}$,
 $L_{ffd} = 0,90 \text{ p.u.}$.
- $T_{am} = 0,15 \text{ s}$, $K_{ei} = 177,8 \text{ p.u.}$, $T_{ei} = 0,06 \text{ s}$.

Frequência dos conversores

- $F_{CLR} = 2,5 \text{ kHz}$, $F_{CLG} = 2,5 \text{ kHz}$, $F_{CDL} = 3 \text{ kHz}$.