

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

GÉREMI GILSON DRANKA

**ESTRATÉGIA DE CONTROLE PARA A OPERAÇÃO ILHADA  
AUTÔNOMA DE UMA UNIDADE EÓLICA DE GERAÇÃO ASSOCIADA  
A BANCO DE BATERIAS**

DISSERTAÇÃO

PATO BRANCO

2014

GÉREMI GILSON DRANKA

**ESTRATÉGIA DE CONTROLE PARA A OPERAÇÃO ILHADA  
AUTÔNOMA DE UMA UNIDADE EÓLICA DE GERAÇÃO ASSOCIADA  
A BANCO DE BATERIAS**

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

2014

D764e Dranka, Géremi Gilson.  
Estratégia de controle para a operação ilhada autônoma de uma  
unidade eólica de geração associada a banco de baterias / Géremi Gilson  
Dranka. -- 2014.  
193 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, 2014.

Bibliografia: f. 181 – 191.

1. Geração distribuída. 2. Sistemas eólicos. 3. Operação ilhada. 4.  
Controle de tensão no barramento CC. 5. Banco de baterias. 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



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° 034**

**Estratégia de Controle para a Operação Ilhada Autônoma de uma Unidade Eólica de Geração Associada a Banco de Baterias**

por

**Géremi Gilson Dranka**

Dissertação apresentada às oito horas e trinta minutos do dia doze de dezembro de dois mil e quatorze, 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. Emerson Giovanni Carati**  
UTFPR/PB

---

**Prof. Dr. Juliano de Pelegrini Lopes**  
UTFPR/PB

---

**Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos**  
USP/São Carlos – São Paulo

---

**Prof. Dr. Emerson Giovanni Carati**  
Coordenador do PPGEE

A Deus, minha família, amigos e colegas de trabalho, pelo apoio, força, incentivo, companheirismo e amizade. Sem eles nada disso seria possível.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, pelo discernimento concedido em todos os momentos, mostrando estradas e caminhos nas horas incertas e suprimindo as necessidades em todos os momentos.

À minha família, alicerce fundamental nessa jornada, sem ela, nada disso teria sentido.

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

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

Aos amigos e companheiros do PPGEE da UTFPR de Pato Branco pelo convívio e amizade.

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.

Comece fazendo o que é necessário, depois o que é possível, e de repente você estará fazendo o impossível.

São Francisco de Assis

## RESUMO

DRANKA, G. Géremi. Estratégia de Controle para a Operação Ilhada Autônoma de uma Unidade Eólica de Geração Associada a Banco de Baterias. 2014. 193 f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2014.

A inserção e a expansão da geração distribuída (GD) trazem desafios intrínsecos relacionados, sobretudo, a confiabilidade e operação do sistema elétrico de potência (SEP), o que resulta em uma mudança de paradigma imposta aos sistemas de distribuição de energia. Dentre os desafios e oportunidades associados à geração distribuída, destaca-se a operação ilhada dos sistemas de distribuição e microrredes. Nesse contexto, esse trabalho propõe estratégias operacionais e de controle para viabilizar a operação de sistemas eólicos. O controle proposto baseia-se em uma malha de controle suplementar, adicionada à malha de controle de velocidade da unidade eólica. A malha de controle proposta consiste em uma quebra de paradigma para o controle da tensão no barramento CC, pois nos sistemas tradicionais essa tensão é normalmente controlada apenas pelo banco de baterias. Através do controle suplementar proposto, torna-se possível reduzir o número e a duração de atuações do banco de baterias, aumentando sua vida útil. Propõe-se ainda, como contribuição, uma metodologia para o dimensionamento mínimo do sistema de armazenamento de energia baseado em banco de baterias para permitir a operação ilhada autônoma de sistemas eólicos. Esse dimensionamento considera um degrau de carga máximo que deverá ser atendido pelo sistema. Por fim, as estratégias operacionais e de controle propostas em conjunto com o sistema de armazenamento de energia são avaliadas e validadas por meio de análises matemáticas e simulações no domínio do tempo utilizando o sistema proposto. Os resultados obtidos demonstraram que o controle proposto permitiu a operação autônoma de um sistema eólico baseado em gerador síncrono com conversor estático completo.

**Palavras-chave:** Geração distribuída, sistemas eólicos, operação ilhada, controle de tensão no barramento CC, banco de baterias.



## ABSTRACT

DRANKA, G. Géremi. Control Strategy for Autonomous Islanded Operation of a Wind Unit with a Battery Energy Storage System. 2014. 193 f. Dissertation – Electrical Engineering Graduate Program, Federal Technological University of Parana, Pato Branco, Brazil, 2014.

The insertion and expansion of distributed generation bring about intrinsic challenges, especially concerning to the reliability and operation of the electric power system, which results in a paradigm shift imposed on power distribution systems. Among the challenges and opportunities associated to distributed generation, the islanded operation of distribution systems and microgrids has grown considerably. In this context, this paper proposes operational and control strategies to properly allow the operation of a wind generation system. The proposed control is based on a supplementary control loop, added to the speed control loop of the wind turbine. The proposed control loop consists of a paradigm shift to control the DC-link voltage, since in traditional systems the DC-link voltage is usually controlled only by the BESS. The proposed supplementary control loop reduces the number and duration of the BESS actuations. Furthermore, the proposed strategy can contribute to enhance the reliability and the life cycle of the energy storage device. This work also proposes a new methodology for minimum sizing of battery energy storage systems to allow the islanded operation of wind power systems. The methodology considers a maximum load step to be supplied by the system. Finally, the proposed control and operational strategies with the BESS are evaluated and validated throughout mathematical analysis and simulation in the time domain using the proposed system. The proposed control strategy was effective in regulating the DC-link voltage, allowing the islanded operation of a wind power system based on synchronous generator with full-size power converters.

**Keywords** - Distributed generation, wind generation, islanded operation, DC link voltage control, battery energy storage devices.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Capacidade eólica instalada globalmente no período de 1996 - 2013 (MW) .....	27
Figura 2 – Empreendimentos em construção no Brasil no ano de 2014 .....	28
Figura 3 – Diagrama ilustrativo dos componentes típicos adotados em diversas topologias de unidades eólicas. ....	38
Figura 4 – Classificação das principais tecnologias utilizadas em unidade eólicas de geração. ....	39
Figura 5 – Ilustração das malhas de controle típicas de uma unidade eólica baseada em conversor completo conectada à rede. ....	43
Figura 6 – Ilustração das malhas de controle típicas de uma unidade eólica operando de forma ilhada.....	45
Figura 7 – Direção do vento para turbinas <i>upwind e downwind</i> .....	47
Figura 8 – Evolução do tamanho das turbinas eólicas entre 1992 e 2010 .....	47
Figura 9 – Potência mecânica extraída por uma turbina eólica em função da velocidade da turbina. ....	50
Figura 10 – Curva de extração máxima de potência mecânica de uma turbina eólica em função da velocidade da turbina.....	51
Figura 11 – Variação do coeficiente de potência em função do TSR.....	53
Figura 12 – Ilustração da estrutura típica de uma unidade eólica baseada em GIDA. ....	58
Figura 13 – Ilustração da estrutura típica de uma unidade eólica baseada em gerador síncrono. ....	59
Figura 14 – Diferentes usos de sistemas de armazenamento de energia elétrica ....	64
Figura 15 – Ciclos de vida do banco de baterias TPL 121500A.....	66
Figura 16 – Tempo de descarga em função da tensão terminal do banco de baterias TPL 121500A .....	66
Figura 17 – Representação da máquina síncrona de dois polos.....	70
Figura 18 – Circuito equivalente de uma máquina síncrona trifásica com referência fixa ao rotor .....	75
Figura 19 – Diagrama ilustrativo do sistema de excitação do gerador síncrono. ....	75
Figura 20 – Ilustração do sistema mecânico de duas massas girantes ilustrando o conjunto turbina-gerador .....	76

Figura 21 – Ilustração da estrutura típica de um retificador não controlado de onda completa.....	79
Figura 22 – Ilustração do circuito de um conversor <i>boost</i> .....	80
Figura 23 – Ilustração da estrutura típica de um inversor VSI trifásico de onda completa.....	84
Figura 24 – Sistema de controle para a regulação da tensão e da frequência na carga. ....	87
Figura 25 – Modelo genérico da bateria utilizada no sistema eólico autônomo .....	88
Figura 26 – Ilustração da topologia do conversor CC-CC bidirecional <i>buck-boost</i> ....	90
Figura 27 – Topologia do conversor atuando durante a etapa <i>buck</i> no modo MCC. ....	91
Figura 28 – Etapas de operação do conversor <i>buck</i> no modo MCC.....	92
Figura 29 – Formas de onda da tensão e da corrente no indutor durante a etapa <i>buck</i> .....	92
Figura 30 – Topologia do conversor atuando durante a etapa <i>boost</i> no modo MCC. ....	93
Figura 31 – Etapas de operação do conversor <i>boost</i> no modo MCC.....	94
Figura 32 – Formas de onda da tensão e da corrente no indutor durante a etapa <i>boost</i> .....	94
Figura 33 – Topologia geral utilizada do sistema eólico autônomo.....	99
Figura 34 – Margem de potência disponível no eixo da turbina na região de sub velocidade.....	101
Figura 35 – Pontos de operação de uma turbina eólica nas regiões de sub e sobre velocidade.....	101
Figura 36 – Variações do ponto de operação de uma turbina eólica operando na região I. ....	102
Figura 37 – Regiões de operação da turbina eólica considerando a variação da potência mecânica extraída pela turbina em função do ângulo de passo e da velocidade do vento. ....	104
Figura 38 – Regiões de operação da turbina eólica considerando a variação da potência mecânica em função da velocidade da turbina e da velocidade do vento. ....	104
Figura 39 – Potência mecânica extraída pela turbina eólica e potência elétrica solicitada pela carga.....	105

Figura 40 – Algoritmo utilizado para obtenção da função de estimação das perdas totais de um sistema eólico. ....	107
Figura 41 – Ilustração da estrutura típica de uma unidade eólica para operação ilhada.....	109
Figura 42 – Estratégia de controle proposta para operação ilhada. ....	111
Figura 43 – Diagrama esquemático da estratégia operacional proposta para a operação ilhada do sistema eólico. ....	112
Figura 44 – Ilustração da zona morta utilizada para coordenar a atuação das malhas de controle do sistema eólico. ....	113
Figura 45 – Diagrama esquemático ilustrando a atuação das malhas de controle para a operação ilhada.....	114
Figura 46 – Esquema de controle do conversor <i>buck-boost</i> . ....	117
Figura 47 – Circuito de controle do <i>crowbar</i> .....	119
Figura 48 – Variação de energia cinética da unidade eólica durante a mudança do ponto de operação devido à uma variação de carga.....	124
Figura 49 – Ilustração dos valores de $k$ para diferentes pontos de operação da unidade eólica. ....	126
Figura 50 – Variação da velocidade da turbina eólica para um degrau de 50 kW considerando vento de 12 m/s. ....	129
Figura 51 – Variação da velocidade da turbina eólica para um degrau de 50 kW considerando diferentes valores de vento. ....	130
Figura 52 – Ilustração da relação entre a potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica e a potência elétrica fornecida à carga. ....	132
Figura 53 – Diagrama esquemático da metodologia para determinação da variação de potência máxima suportada pela unidade eólica sem a atuação do BESS.....	133
Figura 54 – Algoritmo simplificado para a determinação da potência mínima do BESS.....	136
Figura 55 – Ilustração do incremento de potência utilizado no processo iterativo para determinar a potência nominal do BESS.....	139
Figura 56 – Potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica e potência elétrica da carga para a variação de potência de 7,6 kW.....	146
Figura 57 – Tensão no barramento CC para variação de potência de 7,6 kW.....	146
Figura 58 – Potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica para a variação de potência de 44,1 kW.....	147

Figura 59 – Tensão no barramento CC para variação de potência mecânica da unidade eólica de 44,1 kW. ....	147
Figura 60 – Tensão no barramento CC para variação de carga de 18 kW. ....	150
Figura 61 – Potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica para a variação de potência de 18 kW.....	150
Figura 62 – Tensão no barramento CC para desvios positivos de carga de 1 kW..	152
Figura 63 – Tensão no barramento CC para desvios negativos de carga de 1 kW.	152
Figura 64 – Tensão no barramento CC para desvio de carga de 12 kW e 17 kW, considerando apenas a atuação do controle suplementar. ....	153
Figura 65 – Tensão no barramento CC para desvio de carga de 25 kW. ....	155
Figura 66 – Comparação das estratégias de controle propostas no valor da potência injetada pelo BESS para o desvio de carga de 25 kW. ....	156
Figura 67 – Velocidade mecânica da turbina para o desvio de carga de 25 kW.....	156
Figura 68 – Tensão na carga nas fases A, B e C.....	157
Figura 69 – Tensão no barramento CC para uma variação positiva de carga de 90 kW. ....	157
Figura 70 – Tensão no barramento CC para desvio de carga de 80 kW ilustrando a atuação do <i>crowbar</i> . ....	158
Figura 71 – Tensão no barramento CC para diversos degraus de carga.....	159
Figura 72 – Potência do BESS para degraus de carga de 25 kW e 30 kW.....	160
Figura 73 – Tensão no barramento CC para diferentes faixas de atuação da malha de controle suplementar.....	161
Figura 74 – Tensão no barramento CC considerando o degrau de vento de 12 m/s para 11 m/s. ....	163
Figura 75 – Tensão no barramento CC considerando o degrau de vento de 12 m/s para 11 m/s em t = 1 segundo e com variação negativa de carga de 5 kW em t = 30 segundos.....	164
Figura 76 – Velocidade mecânica da turbina eólica considerando o degrau de vento de 12 m/s para 11 m/s em t = 1 segundo e com variação negativa de carga de 5 kW em t = 30 segundos.....	164
Figura 77 – Tensão no barramento CC considerando o degrau de vento de 12 m/s para 11 m/s em t = 1 segundo e variação positiva de carga de 15 kW em t = 6 segundos.....	165

Figura 78 – Velocidade mecânica da turbina eólica considerando o degrau de vento de 12 m/s para 11 m/s em $t = 1$ segundo e variação positiva de carga de 15 kW em $t = 6$ segundos.....	165
Figura 79 – Tensão no barramento CC considerando o degrau de vento de 12 m/s para 13 m/s com carga constante de 730 kW. ....	166
Figura 80 – Velocidade mecânica da turbina considerando o degrau de vento de 12 m/s para 13 m/s com carga constante de 730 kW. ....	166
Figura 81 – Tensão no barramento CC considerando variações sucessivas de vento e carga. ....	167
Figura 82 – Ilustração da atuação das malhas de controle considerando variações sucessivas de vento e carga. ....	167
Figura 83 – Velocidade mecânica da turbina considerando variações sucessivas de vento e carga.....	169
Figura 84 – Tensão no barramento CC considerando o sistema operando na velocidade mecânica mínima. ....	170
Figura 85 – Ilustração da atuação das malhas de controle considerando o sistema operando na velocidade mecânica mínima. ....	171
Figura 86 – Potência dissipada pelo <i>crowbar</i> considerando o sistema operando na velocidade mecânica mínima com vento de 12 m/s. ....	171
Figura 87 – Tensão no barramento CC considerando o sistema operando na velocidade mecânica mínima. ....	172
Figura 88 – Potência dissipada pelo <i>crowbar</i> considerando o sistema operando na velocidade mecânica mínima. ....	172
Figura 89 – Velocidade mecânica da turbina considerando o sistema operando na velocidade mecânica mínima. ....	173

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Vantagens associadas às turbinas de velocidade fixa e velocidade variável.....	48
Tabela 2 – Valores típicos das constantes de aproximação do coeficiente de potência.....	52
Tabela 3 – Descarga de corrente <i>versus</i> descarga de tensão de uma célula da bateria .....	67
Tabela 4 – Dispositivos semicondutores disponíveis comercialmente pela fabricante Infineon .....	83
Tabela 5 – Estados de comutação do inversor trifásico de onda completa.....	85
Tabela 6 – Principais parâmetros do sistema eólico teste .....	142
Tabela 7 – Principais parâmetros utilizados nas simulações .....	143
Tabela 8 – Margem de potência disponível no eixo da turbina para diferentes valores de ventos e ângulo de passo.....	144
Tabela 9 – Variação de potência máxima suportada pela unidade eólica sem a atuação do BESS, considerando o ponto crítico de operação .....	145
Tabela 10 – Determinação da máxima variação de carga suportada pela unidade eólica sem a atuação do BESS para diferentes pontos de operação.....	148
Tabela 11 – Parâmetros da bateria de chumbo ácido utilizada no sistema eólico ..	149
Tabela 12 – Potência mecânica mínima disponível pela turbina eólica considerando diferentes ventos e ângulos de passo .....	173
Tabela 13 – Parâmetros dos diodos do conversor do lado do gerador .....	192
Tabela 14 – Parâmetros do módulo de IGBT 5SNA 1600N170100 .....	192
Tabela 15 – Resistência <i>snubber</i> e resistência interna dos IGBT's utilizados no conversor <i>boost</i> e no conversor do lado da carga.....	193
Tabela 16 – Parâmetros do conversor CC-CC <i>buck-boost</i> .....	193

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações da Geração
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BEM	<i>Blade Element Momentum Theory</i>
CSI	<i>Current Source Inverters</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	<i>Energy Storage Systems</i>
GTO	<i>Gate Turn-Off Thyristor</i>
GD	Geração Distribuída
GI	Gerador de Indução
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GS	Gerador Síncrono
GSIP	Gerador Síncrono de Ímã Permanente
HVIGBT	<i>High-Voltage Integrated Gate-Comutated Thyristor</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
IGCT	<i>Integrated Gate-Comutated Thyristor</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MCC	Modo de Condução Contínua
MCD	Modo de Condução Descontínua
PCT	<i>Phase Controlled Thyristor</i>
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional



PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>
SCR	<i>Silicon Controlled Rectifier</i>
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SUDA	<i>Speed-Up/Down Averaging</i>
SOC	<i>State Of Charge</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
UGD	Unidades de Geração Distribuída
UEs	Usinas Eólicas
VSC	<i>Voltage Source Converters</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverters</i>
WECS	<i>Wind Energy Conversion System</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$P_{gerador}$	Potência ativa extraída do estator, [p.u.]
$P_{cc\_in}$	Potência de entrada do barramento CC, [p.u.]
$P_{cc\_out}$	Potência de saída do barramento CC, [p.u.]
$P_{cc}$	Potência injetada ou absorvida pelo barramento CC, [p.u.]
$P_e$	Potência ativa extraída do estator do gerador, [p.u.]
$P_{e\_ref}$	Potência ativa extraída do estator do gerador de referência, [p.u.]
$Q$	Potência reativa, [p.u.]
$Q_{ref}$	Potência reativa de referência, [p.u.]
$V_{cc}$	Tensão do barramento CC, [p.u.]
$V_{cc\_ref}$	Tensão de referência do barramento CC, [p.u.]
$P_c$	Potência da carga, [p.u.]
$\omega_m$	Velocidade angular do rotor [rad/s]
$\omega_{ref}$	Velocidade de referência do rotor, [p.u.]
$i_m$	Corrente no indutor de saída do retificador, [p.u.]
$i_{ref}$	Corrente de referência no indutor de saída do retificador, [p.u.]
$D$	Razão cíclica do conversor <i>boost</i>
$k_p$	Ganho proporcional
$k_i$	Ganho integral
$V_A, V_B, V_C$	Tensões de linha nas fases a, b e c da carga, [p.u.]
$V_{abc\_ref}$	Tensões de referência das fases a, b e c da carga, [p.u.]
$f_{ref}$	Frequência de referência da carga, [Hz]

$\rho$	Massa específica do ar, [kg/m <sup>3</sup> ]
$A$	Área da secção transversal de varredura das pás, m <sup>2</sup>
$V_v$	Velocidade do vento, [m/s]
$P_{vento}$	Potência extraída da massa de ar, [p.u.]
$P_{acel}$	Potência de aceleração, [p.u.]
$P_t$	Potência disponível no eixo da turbina, [p.u.]
$C_p(\lambda, \beta)$	Coefficiente de potência
$c_1 \dots c_6$	Constantes de aproximação
$\lambda$	Velocidade específica da turbina
$\beta$	Ângulo de passo das pás da turbina eólica, [graus]
$R$	Raio da turbina, [m]
$J_{pás}$	Momento de inércia das pás da turbina, [kg · m <sup>2</sup> ]
$J_{turbina}$	Momento de inércia da turbina, [kg · m <sup>2</sup> ]
$J_{gerador}$	Momento de inércia do gerador, [kg · m <sup>2</sup> ]
$P_{nom}$	Potência nominal da turbina eólica
$H$	Constante de inércia, [s]
$P_{base}$	Potência nominal da turbina eólica, [p.u.]
$\omega_{base,el}$	Velocidade elétrica base, [p.u.]
$\omega_{base,mec}$	Velocidade mecânica base, [p.u.]
$P_{polos}$	Número de par de polos do gerador
$f$	Frequência elétrica, [Hz]
$H_t$	Constante de inércia da turbina, [segundos]
$H_g$	Constante de inércia do gerador, [segundos]

$D_t$	Amortecimento da turbina, [p.u.]
$D_g$	Amortecimento do gerador, [p.u.]
$D_m$	Amortecimento mútuo, [p.u.]
$K_s$	Rigidez do eixo de acoplamento, [p.u.]
$\omega_t$	Velocidade angular da turbina, [rad/s]
$\theta_r$	Posição elétrica angular do rotor do gerador, [rad. elétricos]
$\theta_t$	Posição elétrica angular da turbina, [rad. elétricos]
$T_e$	Conjugado eletromagnético, [N · m]
$T_m$	Conjugado mecânico, [N · m]
$V_s$	Tensão de fase na saída do gerador, [p.u.]
$I_s$	Corrente de fase na saída do gerador, [p.u.]
$V_{d1}$	Tensão na saída do retificador, [p.u.]
$V_{LL-médio}$	Valor médio da tensão de linha do gerador, [p.u.]
$v_{ma}, v_{mb}, v_{mc}$	Tensão de pico do sinal de controle, [p.u.]
$v_{cr}$	Sinal triangular da portadora, [p.u.]
$m_a$	Índice de modulação do inversor
$V_{LL}$	Tensão de linha na saída do inversor, [p.u.]
$V_d$	Tensão de eixo direto, [p.u.]
$V_q$	Tensão do eixo em quadratura, [p.u.]
$V_{d\_ref}$	Tensão eixo direto de referência, [p.u.]
$V_{q\_ref}$	Tensão eixo quadratura de referência, [p.u.]
$V_{bb}$	Tensão nominal do banco de baterias, [V]

$v_{bb}(t)$	Tensão do banco de baterias, [V]
$P_0$	Potência média de saída do conversor CC-CC estático, [Watts]
$i_{BB}$	Corrente no banco de baterias, [A]
$i_L$	Corrente no indutor do circuito conversor CC-CC estático, [A]
$i_{cc}$	Corrente no barramento CC, [A]
$i_{L-buck-min}$	Corrente média no indutor no limite entre os modos MCC e MCD, [A]
$i_{L-boost-pico}$	Corrente de pico no indutor no limite entre os modos MCC e MCD, [A]
$t_{on}$	Tempo de condução da chave semicondutora, [s]
$t_{off}$	Tempo de não condução da chave semicondutora, [s]
$T_s$	Período de chaveamento, [s]
$P_c$	Potência da carga, [p.u.]
$f_{ref}$	Frequência de referência, [Hz]
$\omega_{ref\_1}$	Velocidade de referência 1, [p.u.]
$\omega_{ref\_2}$	Velocidade de referência final, [p.u.]
$\Delta\omega_{ref}$	Incremento na referência de velocidade, [p.u.]
$i_{ref}$	Corrente de referência de saída do retificador, [p.u.]
$\Delta i_{ref}$	Contribuição da malha de controle suplementar, [p.u.]
$V_{cc\_min}$	Tensão mínima no barramento CC, [p.u.]
$V_{cc\_max}$	Tensão máxima no barramento CC, [p.u.]
$SOC$	Estado de carga do BESS, [%]
$SOC_{min}$	Estado de carga mínimo do BESS, [%]
$SOC_{max}$	Estado de carga máximo do BESS, [%]

$V_{bb}(t)$	Tensão no BESS, [p.u.]
$V_{bb\_min}$	Tensão mínima do BESS, [p.u.]
$V_{bb\_max}$	Tensão máxima do BESS, [p.u.]
$\psi_A, \psi_B$ e $\psi_C$	Fluxos magnéticos resultantes das fases a, b e c, [p.u.]
$r_s$	Resistência do estator da máquina, [p.u.]
$\psi_{fdq}$	Fluxos magnéticos resultantes nos enrolamentos de campo do rotor e nos enrolamentos amortecedores de eixo d e eixo q, [p.u.]
$L_S$	Submatriz com as indutâncias do estator
$L_{SR}$	Submatriz com as indutâncias mútuas do rotor e estator
$L_R$	Submatriz com as indutâncias do rotor
$i_d$	Corrente de eixo direto, [p.u.]
$i_q$	Corrente de eixo em quadratura, [p.u.]
$i_0$	Corrente estacionária, [p.u.]
$v_{ds}^r$ e $i_{ds}^r$	Tensão e a corrente de eixo direto, respectivamente, [p.u.]
$v_{qs}^r$ e $i_{qs}^r$	Tensão e a corrente de eixo em quadratura, [p.u.]
$v_{fd}^r$ e $i_{fd}^r$	Tensão e a corrente no enrolamento de campo, [p.u.]
$v_{kd}^r$ e $i_{kd}^r$	Tensão e a corrente do enrolamento amortecedor de eixo direto, [p.u.]
$v_{kq1}^r, v_{kq2}^r$	Tensões dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura, [p.u.]
$i_{kq1}^r, i_{kq2}^r$	Correntes dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura, [p.u.]
$r'_{fd}$	Resistência de campo referida ao estator, [p.u.]
$r'_{kd}$	Resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator, [p.u.]

$r'_{kq1}, r'_{kq2}$	Resistência dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator, [p.u.]
$L_{md}$	Indutância mútua de eixo direto, [p.u.]
$L_{mq}$	Indutância mútua de eixo em quadratura, [p.u.]
$L'_{ffd}$	Indutância do enrolamento de campo referida ao estator, [p.u.]
$L'_{lkd}$	Indutância do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator, [p.u.]
$L'_{lkq1}, L'_{lkq2}$	Indutâncias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator, [p.u.]
$\lambda^r_{ds}, \lambda^i_{qs}$	Fluxos de eixo direto e quadratura, [p.u.]
$\lambda^i_{fd}$	Fluxo no enrolamento de campo, [p.u.]
$\lambda^i_{kd}$	Fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direto, [p.u.]
$\lambda^i_{kq1}, \lambda^i_{kq2}$	Fluxos nos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura, [p.u.]
$V_f$	Tensão de campo do circuito do gerador, [p.u.]
$\psi_{ref}$	Fluxo magnético de referência, [p.u.]
$\psi_m$	Fluxo magnético estimado, [p.u.]
$M_{max}$	Índice de modulação máximo permitido para o conversor do lado da carga
$V_{inv}$	Tensão de linha na saída do conversor do lado da carga, [V]
$V_{cap}$	Tensão máxima permitida no capacitor do barramento CC, [V]
$V_{IGBT\_max}$	Tensão máxima permitida nos dispositivos semicondutores do conversor do lado da carga, [V]

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO GERAL.....	25
1.1 Considerações Iniciais.....	25
1.2 Panorama da Geração Eólica no Brasil e no Mundo.....	25
1.3 Motivações.....	29
1.4 Objetivo Geral.....	34
1.5 Objetivos Específicos.....	34
1.6 Estrutura da Dissertação.....	35
2. UNIDADES EÓLICAS DE GERAÇÃO.....	37
2.1 Considerações Iniciais.....	37
2.2 Introdução.....	37
2.3 Modos de Operação de Sistemas Eólicos.....	40
2.3.1 Operação de Sistemas Conectados à Rede.....	42
2.3.2 Operação Ilhada.....	44
2.4 Características das Turbinas Eólicas.....	46
2.4.1 Conversão de Energia em Unidades Eólicas.....	48
2.4.2 Modelos Não Polinomiais Para Turbinas Eólicas.....	52
2.4.3 Controle e Limitação de Potência Aerodinâmica.....	53
2.4.4 Resposta Inercial de Sistemas Eólicos.....	54
2.5 Geradores Tipicamente Empregados em Unidades Eólicas.....	58
2.6 Conversores CA-CC-CA.....	60
2.6.1 Considerações Iniciais.....	60
2.6.2 Conversor CA-CC-CA.....	61
2.7 Sistemas de Armazenamento de Energia.....	62
2.7.1 Carga e Descarga de Baterias de Chumbo-Ácido.....	65
2.8 Comentários Finais.....	68
3. MODELAGEM DINÂMICA DO SISTEMA EÓLICO.....	69



3.1	Introdução.....	69
3.2	Modelo do Gerador Síncrono.....	69
3.3	Modelo Mecânico do Conjunto Turbina-Gerador.....	75
3.4	Controle do Conversor do Lado do Gerador.....	78
3.4.1	Retificador Trifásico Não Controlado.....	79
3.5	Controle do Conversor do Lado da Carga.....	83
3.5.1	Estratégia de Controle do Conversor do Lado da Carga.....	86
3.6	Controle do Conversor CC-CC Bidirecional Responsável pela Carga e Descarga do Banco de Baterias.....	88
3.6.1	Conversor CC-CC <i>Buck-Boost</i> .....	89
3.6.2	Etapa de Operação <i>Buck</i> .....	91
3.6.3	Etapa de Operação <i>Boost</i> .....	93
3.7	Modelagem da Carga.....	94
3.8	Comentários Finais.....	97
4.	ESTRATÉGIA DE CONTROLE PROPOSTA.....	98
4.1	Introdução.....	98
4.2	Topologia Utilizada para a Unidade Eólica Autônoma.....	98
4.3	Regiões de Operação da Unidade Eólica.....	100
4.4	Perdas em Sistemas de Conversão de Energia Eólica.....	104
4.5	Estratégia de Controle Proposta.....	108
4.5.1	Estratégia de Controle para o Conversor <i>Buck-Boost</i> .....	115
4.5.2	Malha de Controle do <i>Crowbar</i> .....	118
4.6	Comentários Finais.....	119
5.	METODOLOGIA PARA O DIMENSIONAMENTO DO BESS.....	120
5.1	Introdução.....	120
5.2	Balanço de Potência e Energia no Sistema Eólico.....	121
5.3	Influência do Ponto de Operação na Resposta Dinâmica do Sistema.....	126

5.4 Influência da Aceleração da Turbina Eólica na Resposta Dinâmica do Sistema .....	127
5.5 Metodologia para Determinação da Máxima Variação de Potência Suportada pela Unidade Eólica sem a Utilização do BESS .....	131
5.6 Algoritmo para o Dimensionamento do BESS .....	134
5.7 Considerações Finais .....	139
6. RESULTADOS .....	141
6.1 Introdução .....	141
6.2 Dimensionamento do BESS .....	145
6.3 Atuação da Malha de Controle Suplementar Proposta sem a Ação do BESS .....	151
6.4 Atuação Conjunta do BESS e da Malha de Controle Suplementar .....	154
6.5 Faixa de Atuação da Malha de Controle Suplementar .....	160
6.6 Atuação do BESS em Conjunto com a Malha Suplementar Sob Variações de Vento .....	162
6.7 Operação da Turbina Eólica na Velocidade Mecânica Mínima.....	169
6.8 Efeito do Comportamento Estocástico da Carga .....	174
6.9 Comentários Finais .....	174
7. CONCLUSÕES.....	176
7.1 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	179
REFERÊNCIAS.....	181
APÊNDICE A.....	192

## 1. INTRODUÇÃO GERAL

### 1.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, a motivação para o desenvolvimento desta dissertação de mestrado é apresentada, incluindo a análise da geração eólica no cenário nacional e global. O objetivo é estabelecer o problema abordado, fundamentar os objetivos do trabalho, estabelecer a necessidade da pesquisa realizada e apresentar as inovações propostas pelo trabalho.

### 1.2 Panorama da Geração Eólica no Brasil e no Mundo

O desafio da atualidade de reduzir os níveis de emissão de gases poluentes, permitir o crescimento econômico e atender à crescente demanda por energia elétrica no Brasil e no mundo, faz com que aumente a busca pela utilização de fontes limpas e sustentáveis de energia, como eólica, biomassa, solar, oceânica, hidrelétrica, entre outras. Desse modo, a tendência é que as energias renováveis substituam gradativamente as fontes energéticas fósseis (EREC, 2010; AZMY *et al.*; 2005; ANAYA-LARA *et al.*, 2006). Nesse contexto, mudanças radicais são esperadas na forma em que ocorre a produção de energia elétrica, o que significa que serão necessárias alterações relacionadas à infraestrutura física das redes e equipamentos de geração de energia elétrica. Por consequência, há necessidade da reestruturação da infraestrutura de comunicação e controle dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (COLLIER, 2011). Em contrapartida, é fundamental que os subsídios hoje destinados às fontes convencionais que utilizam combustíveis fósseis poluentes – que se esgotarão no futuro – sejam redirecionados para fontes renováveis (EREC, 2010).

Utilizar um modelo renovável implica ainda em promover a descentralização da produção, priorizando, em geral, a construção de unidades geradoras de menor escala, instaladas mais próximas aos locais de maior demanda energética em vez de acumular a geração de energia em grandes usinas

hidrelétricas e termelétricas que, na maioria das vezes, estão distantes dos centros de consumo (AZMY *et al.*; 2005; EREC, 2010). O modelo descentralizado facilita o fornecimento de eletricidade às comunidades isoladas, que podem gerar sua própria energia por meio de sistemas eólicos e solares com menor impacto ambiental em vez de utilizar geradores a diesel (EREC, 2010).

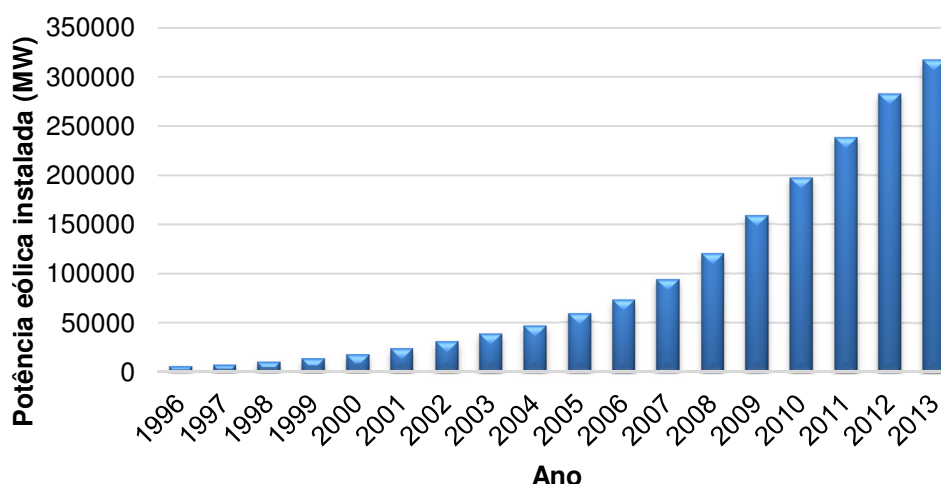
O baixo impacto ambiental, a diversificação da matriz energética, a postergação de investimentos relacionados à expansão dos sistemas de distribuição e transmissão e a redução no carregamento das redes constituem os principais estímulos à geração distribuída (ANEEL, 2012). Existem inúmeras definições relacionadas ao conceito de geração distribuída e que variam com relação à potência instalada e a fonte primária de energia (ACKERMANN *et al.*, 2001). O módulo 1 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) estabelece a geração distribuída como “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS” (ANEEL, 2012). De acordo com Guedes (2006), a geração distribuída consiste na geração de energia elétrica realizada próxima ao consumidor, podendo suprir a demanda local ou ainda auxiliar no fornecimento de energia para o resto do sistema elétrico de potência (SEP), podendo derivar tanto de fontes renováveis quanto de não renováveis.

Uma forma de geração distribuída que tem se destacado na atualidade e é vista como uma forte tendência futura é a geração eólica. Sob a perspectiva ambiental, que procura soluções sustentáveis e renováveis, a utilização de sistemas eólicos para a geração de energia elétrica é extremamente apropriada. Estudos indicam que a geração de energia elétrica através de sistemas de conversão de energia eólica (WECSs, do Inglês, *Wind Energy Conversion Systems*) representará, nos próximos anos, uma parcela considerável da energia elétrica gerada (GLOBAL WIND ENERGY, 2013). Isso se deve ao fato de que com o desenvolvimento de novas tecnologias, o custo da eletricidade a partir da geração de energia eólica caiu mais de 80% nos últimos 20 anos. Além de não serem necessários equipamentos para controle de emissão de poluentes, os sistemas eólicos possuem ainda vantagens econômicas em comparação com as tecnologias convencionais (COLLIER, 2011). De acordo com Anaya-lara (2005), os sistemas eólicos têm se

caracterizado como a forma de produção de energia que mais cresce no mundo em termos de potência instalada, sendo que o principal estímulo para a proliferação de geradores eólicos está relacionado à redução do custo de instalação e manutenção desses sistemas.

No contexto da geração eólica, os principais desafios da inclusão e do aumento dessas fontes no sistema crescem em função da dificuldade existente em prever a quantidade de energia que pode ser produzida em um determinado instante de tempo, devido à variabilidade do vento (VARADAN, 2012; MILLER *et al*, 2012). De acordo com Miller *et al.* (2012), quanto maior o nível de inserção da geração eólica nos sistemas elétricos de potência, maior é a necessidade de novos serviços ancilares.

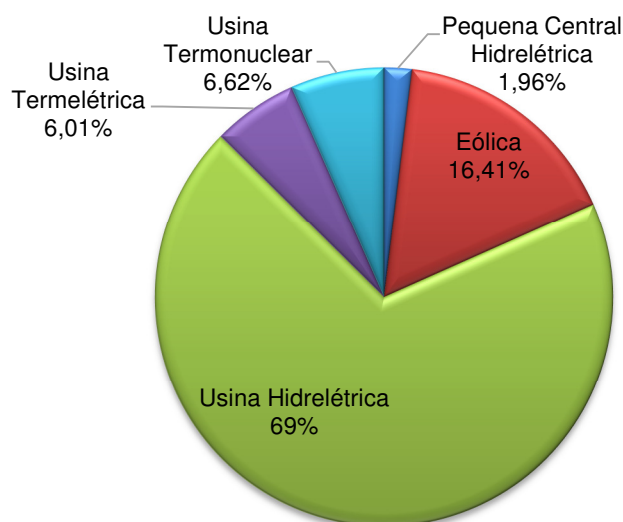
Até o fim de 2013, a capacidade eólica globalmente instalada alcançou o patamar de aproximadamente 318,1 GW, o equivalente a uma adição de 34 911 MW em novas instalações em relação ao ano de 2012 (GLOBAL WIND ENERGY, 2013). Em muitos países, as metas para a inserção da geração eólica estão estipuladas para atingir níveis entre 20% e 50% (ALTIN, 2012). Dinamarca e Espanha, por exemplo, utilizam cerca de 45% da potência instalada proveniente de fontes eólicas (TIELENS, 2012). Considerando um cenário para 2018, a previsão é que a capacidade eólica globalmente instalada atinja 600 GW, o que corresponde a aproximadamente o dobro da capacidade eólica instalada em 2013. A Figura 1 apresenta a capacidade eólica globalmente instalada entre 1996 – 2013 (GLOBAL WIND ENERGY, 2013).



**Figura 1 – Capacidade eólica instalada globalmente no período de 1996 - 2013 (MW)**  
 Fonte: Adaptado de Global Wind Energy (2013).

No Brasil, de acordo com a empresa de pesquisa energética (EPE), a produção de energia elétrica a partir de fontes eólicas alcançou 6579 GWh em 2013, o que representa um aumento de aproximadamente 30,3% em relação ao ano de 2012, cujo valor era de 5050 GWh. Com relação à potência eólica instalada no país, constata-se uma expansão de aproximadamente 16,5% entre o período de 2012 e 2013. De acordo com o Banco de Informações da Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no ano de 2013 o parque eólico nacional cresceu 313 MW em comparação com o ano de 2012. Atualmente, a energia eólica representa aproximadamente 2,99% em relação à capacidade total de geração de energia elétrica do país (ANEEL, 2014).

No Brasil, existem atualmente 195 usinas eólicas (UEs) em operação e mais 126 empreendimentos em construção (ANEEL, 2014). A Figura 2 apresenta as contribuições previstas para cada uma das fontes de geração que estão em construção no país. É possível verificar que o total de empreendimentos de unidades eólicas de geração corresponde a 16,41% do montante total, o que corresponde a 3.347.033 kW como futuro incremento para o SEP, sendo que uma parcela significativa dessas unidades de geração se enquadra no conceito de geração distribuída (ANEEL, 2014).



**Figura 2 – Empreendimentos em construção no Brasil no ano de 2014**  
Fonte: ANEEL (2014).

### 1.3 Motivações

Atualmente, a geração de energia elétrica ainda é realizada por grandes centrais geradoras que transmitem a energia gerada por meio de linhas de alta tensão em corrente alternada e por longas distâncias. A tendência contemporânea e futura é incluir infraestruturas de geração distribuídas e diversificadas ao longo do SEP (COLLIER, 2011).

Nesse contexto, o uso de unidades de geração distribuída (UGDs) baseadas em energia eólica é uma forte tendência mundial (MILLER *et al.*, 2012; ALTIN, 2012; TIELENS, 2012; PATIL *et al.*, 2013). Entretanto, a inserção e a expansão da geração distribuída trazem desafios intrínsecos relacionados à confiabilidade e operação dos sistemas elétricos de potência (SEPs), o que resulta em uma mudança de paradigma imposta aos sistemas de distribuição de energia, uma vez que o sistema torna-se susceptível a ocorrência de situações operacionais antes restritas aos sistemas de transmissão (MILLER *et al.*, 2012). Os riscos adicionais para a operação desses sistemas dependem basicamente da topologia da rede, da reserva de energia disponível, da carga e do nível de penetração dessas fontes no sistema (VARADAN, 2012).

Dentre os desafios e oportunidades associados à geração distribuída, destaca-se a operação ilhada dos sistemas de distribuição e microrredes. O ilhamento consiste na situação em que um sistema de distribuição torna-se eletricamente isolado do restante do sistema elétrico de potência e ainda continua energizado através de unidades de geração distribuída. Além de contribuir com a redução do número e da duração das interrupções de fornecimento de energia e na melhoria da qualidade dos serviços prestados aos consumidores, a operação ilhada tem a vantagem adicional de trazer benefícios financeiros para os proprietários das UGDs (MAHAT *et al.*, 2011). A operação autônoma de microrredes isoladas é desejável do ponto de vista socioeconômico, pois permite o fornecimento de energia elétrica para regiões não atendidas pelo SEP interligado (BAHRAMIRAD *et al.*, 2012). Por outro lado, a operação autônoma de unidades eólicas de geração em sistemas de distribuição ilhados e microrredes é atualmente um desafio técnico que requer o uso de equipamentos e estratégias de controle especiais (SINGH, 2009; COLSON *et al.*, 2012; HUSSEIN, 2012).

Em sistemas eólicos conectados à rede, a turbina eólica geralmente opera de modo a extrair a máxima potência disponível na massa de ar (MPPT, do Inglês, *Maximum Power Point Tracking*). Nos sistemas eólicos autônomos, o MPPT, em geral, leva a unidade eólica à instabilidade, pois a potência extraída pela turbina eólica geralmente não é igual à demanda de carga do sistema (YAO, 2011; COLSON *et al.*, 2012). A instabilidade normalmente se manifesta na velocidade da turbina eólica e/ou na tensão do barramento CC. Na operação autônoma, portanto, é necessário realizar alterações nos modos de controle da unidade eólica após a ocorrência do ilhamento. Nesses casos, o sistema eólico requer uma estratégia de controle do tipo seguidora de carga (no Inglês, *load following*), de forma que a potência extraída do vento seja igual à carga elétrica do sistema somada às perdas elétricas e mecânicas (YAO, 2011; COLSON *et al.*, 2012). Yao (2011) reforça que, embora parte da energia disponível pelo vento não seja aproveitada, a estratégia de seguimento de carga é de extrema importância em sistemas autônomos, uma vez que a potência gerada deve atender apenas a demanda de carga atual, nos casos em que não há sistemas de armazenamento de energia.

De acordo com Yuan *et al.* (2009), nos sistemas eólicos tradicionais que operam conectados à rede, o montante de energia eólica injetado no sistema é apenas uma pequena parcela de contribuição. Nesses sistemas, normalmente o conversor do lado da rede é utilizado para regular a tensão no barramento CC enquanto que o conversor do lado do gerador regula a velocidade do gerador síncrono (GS) para atingir a transferência de potência desejada para uma determinada condição de vento (YUAN *et al.*, 2009). Em contrapartida, na operação autônoma de sistemas ilhados, o conversor do lado da rede deve operar de modo a regular a tensão e a frequência na carga, enquanto que o conversor do lado do gerador controla a potência ativa extraída do estator do gerador e, conseqüentemente, a velocidade da turbina eólica de acordo com a velocidade do vento disponível (YUAN *et al.*, 2009).

Baseado nesse contexto, diversos trabalhos têm sido propostos na literatura envolvendo a operação de sistemas autônomos. Haruni (2012a), por exemplo, propõe o controle de um sistema eólico autônomo (35 kW) composto de um gerador a diesel (31,3 kW) e um sistema de armazenamento de energia que utiliza bancos de baterias (BESS, do Inglês, *Battery Energy Storage System*). De acordo com o autor, o gerador a diesel entra em operação em situações de baixos



ventos. Para evitar partidas/paradas frequentes do gerador, utiliza-se o BESS. Segundo Haruni (2012a), o número de partidas/paradas pode ser reduzido de trinta para duas vezes a cada hora se o BESS for capaz de suprir a carga por aproximadamente dois minutos.

Haruni (2012b) afirma que em áreas remotas ou isoladas, os geradores a diesel são comuns para o fornecimento de energia quando a rede elétrica não está disponível ou é inviável economicamente. De acordo com o autor, há vantagens associadas à sua utilização como confiabilidade, instalação barata, fácil partida, entre outras. Entretanto, a operação contínua do gerador diesel resulta em alto custo associado à manutenção (HARUNI, 2012a) e consumo de combustível (SINGH, 2009). Portanto, nos sistemas eólicos autônomos a operação contínua de geradores a diesel não é desejável de modo que os sistemas de armazenamento de energia (ESS, do Inglês, *Energy Storage Systems*) tornam-se essenciais para um fornecimento contínuo e confiável de energia, principalmente para a operação ilhada de sistemas eólicos.

Haruni (2012b) afirma que um dos principais desafios durante a operação ilhada é o controle apropriado entre a turbina e o ESS. Ainda de acordo com o autor, os estudos recentes que utilizam geração eólica em conjunto com um ESS têm dado pouca atenção com relação ao gerenciamento da carga em situações de pouca reserva de energia, que podem levar o sistema a condição de *blackout* (HARUNI, 2012b). Ademais, o fato do controle da potência mecânica extraída pela turbina eólica ser relativamente lento, resulta na necessidade do uso de dispositivos auxiliares que aumentem a confiabilidade durante a operação ilhada do sistema eólico. Para esse propósito, normalmente são utilizados bancos de baterias ou outras fontes de energia auxiliares (como o gerador diesel, por exemplo) para atender a carga elétrica até que a turbina eólica extraia a potência requerida pela carga (HARUNI, 2012a; DING *et al.*, 2006; MAHAT *et al.*, 2011; BAHRAMIRAD *et al.*, 2012). A inserção de circuitos *crowbar* também consiste em uma prática comum nos sistemas eólicos. O objetivo fundamental de operação dessa proteção é dissipar a energia excedente no barramento CC em situações adversas de rajadas de vento ou aumentos repentinos da carga elétrica. O funcionamento adequado desses circuitos, por sua vez, requer estratégias de controle adicionais (LIMA, 2009).

Em outra pesquisa, Haruni (2012b) desenvolve um sistema eólico autônomo que é conectado a um gerador síncrono de ímã permanente (GSIP) por

meio de um retificador controlado, extraindo a potência máxima disponível pelo vento através do controle de velocidade do gerador. No estudo em questão, utiliza-se um BESS controlado por um conversor CC-CC *buck-boost* bidirecional. No trabalho de Singh (2009), um sistema eólico autônomo similar ao trabalho proposto por Haruni (2012b) é desenvolvido utilizando GSIP. Nesse caso, porém, o trabalho utiliza um retificador não controlado associado a um conversor CC-CC *boost* para realizar o controle da potência ativa extraída pelo gerador síncrono. A principal vantagem associada a utilização de retificadores não controlados relaciona-se ao baixo custo e devido a não necessidade de controle dos dispositivos semicondutores de potência (COSTA, 2012).

Conforme supracitado, normalmente as turbinas eólicas que operam com velocidade variável são controladas de maneira a extrair a máxima potência disponível pelo vento quando conectadas à rede. Entretanto, a operação de sistemas autônomos utilizando algoritmo de MPPT pode induzir o sistema a operar sob condições instáveis ou indesejáveis. Esse efeito é ainda mais prejudicial devido à natureza estocástica do vento e principalmente nos sistemas que não possuem dispositivos armazenadores de energia (COLSON *et al.*, 2012). Nesse contexto, Colson *et al.* (2012) propõe uma técnica para a operação do sistema de maneira que a potência extraída pela turbina corresponda a potência da carga atual, somando-se ainda a uma estimativa das perdas do sistema. O fato é que a carga do sistema é uma variável não controlável (considerando que a demanda não seja constante, não exista corte de carga e que não haja *crowbar* no sistema). Assim, um novo ponto de operação para a turbina deve ser encontrado. Colson *et al.* (2012) propõe uma técnica que determina um novo coeficiente de potência (inferior ao valor máximo) como referência para a turbina eólica. Entretanto, no trabalho proposto pelo autor, a técnica utilizada obtém uma estimativa do valor das perdas totais do sistema eólico. A nova referência para o coeficiente de potência é obtida considerando a medição da potência elétrica na saída do conversor do lado do gerador. Dessa forma, as perdas referentes ao gerador e a turbina eólica não são computadas pela técnica proposta. Com isso, a operação do sistema no modo autônomo requer estratégias de controle adicionais.

Outro trabalho, realizado por Yao (2011), propõe uma estratégia para operação ilhada autônoma em que são utilizadas duas turbinas, sendo que uma opera na região de sub velocidade e a segunda na região de sobre velocidade. O

método proposto pelo autor é denominado SUDA (do Inglês, *Speed-Up/Down Averaging*). Basicamente, durante um aumento de carga, enquanto a turbina que opera na região de sub velocidade absorve energia do sistema, a turbina que opera na região de sobre velocidade libera energia, diminuindo o efeito da alta inércia inerente às turbinas de grande porte (YAO, 2011). Em contrapartida, o método proposto pelo autor é útil em situações onde existam duas ou mais turbinas em operação. Entretanto, para situações em que exista apenas uma turbina, a técnica torna-se limitada.

Em Bhende *et al.*, (2011), os autores propõem um sistema eólico autônomo utilizando GSIP em conjunto com um banco de baterias e células combustíveis. Embora a utilização dessas duas formas de armazenamento de energia possua vantagens associadas durante a operação ilhada do sistema, o custo total do empreendimento pode alcançar proporções significativas, inviabilizando a relação custo-benefício da aplicação.

Conclui-se, portanto, que diversos trabalhos foram desenvolvidos apresentando diferentes estratégias operacionais e de controle para viabilizar a operação ilhada de sistemas eólicos. Entretanto, nos casos envolvendo apenas uma unidade eólica de geração, grande parte dos trabalhos avaliados utilizam um banco de baterias para manter estável a tensão no barramento CC, sem focar no dimensionamento do BESS. Ademais, os trabalhos mencionados não propõem soluções para minimizar a potência e o uso do banco de baterias, ou até mesmo eliminar a necessidade do uso do BESS para casos de pequenas variações de carga no sistema autônomo.

Considerando que devido a velocidade variável e às características não lineares da turbina eólica, o controle da tensão no barramento CC torna-se um desafio (YUAN *et al.*, 2009), este trabalho propõe estratégias operacionais e de controle para operação ilhada de sistemas eólicos, considerando o uso de um BESS durante variações normais de carga. Uma malha de controle suplementar é proposta para auxiliar no controle da tensão do barramento CC da unidade eólica, minimizando o número e a duração das atuações do BESS, o que contribui para aumentar a confiabilidade do sistema autônomo e a vida útil do BESS. A malha de controle suplementar consiste em uma quebra de paradigma para o controle da tensão no barramento CC, pois nos sistemas tradicionais essa tensão é normalmente controlada apenas pelo BESS (HARUNI, 2012b; HUSSEIN, 2012).

## 1.4 Objetivo Geral

Baseado no contexto supracitado, esse trabalho propõe estratégias de controle e operacionais, associadas a um sistema de armazenamento de energia baseado em banco de baterias, de forma a permitir a operação ilhada autônoma de unidades eólicas.

## 1.5 Objetivos Específicos

O trabalho pretende contribuir atingindo os objetivos específicos destacados nos itens subsequentes:

- Propor o arranjo de um sistema que opere de maneira autônoma (operação ilhada) em conjunto com um sistema de armazenamento de energia.
- Propor uma malha de controle suplementar para a regulação da tensão no barramento CC.
- Avaliar o desempenho e a contribuição dos sistemas de armazenamento de energia para a operação ilhada do sistema.
- Avaliar as possíveis regiões de operação das unidades eólicas baseadas em gerador síncrono operando no modo ilhado.
- Avaliar o impacto do balanço de potências da unidade eólica na operação autônoma do sistema eólico.
- Avaliar a influência do ponto de operação na resposta dinâmica do sistema eólico.
- Propor e avaliar uma técnica para a operação do sistema nas situações em que a turbina eólica esteja operando na velocidade mecânica mínima.
- Propor uma metodologia para o dimensionamento do BESS, considerando o degrau de carga máximo típico do sistema ilhado.

As estratégias operacionais e as malhas de controle propostas são fundamentadas na teoria de controle, eletrônica de potência, sistemas dinâmicos, sistemas de potência e serão validadas por meio de simulações computacionais no domínio do tempo envolvendo o modelo dinâmico da unidade eólica utilizando o *software* Matlab<sup>®</sup>, através da interface *Simulink*<sup>®</sup>.

## 1.6 Estrutura da Dissertação

O trabalho está dividido em sete capítulos, nos quais são expostos os fundamentos técnicos para permitir o entendimento da proposta de pesquisa e dos resultados obtidos. Esse primeiro capítulo abordou a situação atual da geração eólica no Brasil e no mundo, os elementos motivadores do trabalho, a definição do problema, os objetivos gerais e específicos e a estrutura da dissertação.

O segundo capítulo apresenta uma revisão bibliográfica acerca dos conceitos relacionados às unidades eólicas de geração, incluindo os modos de controle tipicamente existentes na operação de sistemas eólicos, as tecnologias e configurações típicas dos WECS e os aspectos gerais dos sistemas de armazenamento de energia que utilizam banco de baterias (BESS).

O terceiro capítulo tem enfoque na modelagem dos elementos que compõem o sistema eólico, incluindo o desenvolvimento das equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema, essencial para o desenvolvimento deste trabalho. Apresenta-se também a modelagem do gerador síncrono e o modelo mecânico do conjunto turbina-gerador. Ademais, a topologia dos conversores utilizados do lado do gerador e da carga e do controlador de carga e descarga do banco de baterias são apresentadas nesse capítulo.

O quarto capítulo apresenta a topologia proposta para a unidade eólica operar de forma autônoma, as regiões de operação da turbina eólica e as perdas intrínsecas de um sistema de conversão de energia eólica. Além disso, as malhas de controle utilizadas no trabalho, incluindo a malha de controle suplementar proposta para a regulação da tensão no barramento CC, também são apresentadas.

No quinto capítulo, as principais equações que descrevem o comportamento dinâmico da unidade eólica em conjunto com as equações

relacionadas ao balanço de potências e ao balanço energético do sistema são apresentadas. O objetivo principal desse capítulo é propor uma metodologia para o dimensionamento mínimo do sistema de armazenamento de energia baseado em banco de baterias considerando um degrau de carga máximo a ser suportado pelo BESS de modo a permitir a operação ilhada autônoma do sistema.

O sexto capítulo expõe os resultados obtidos com a aplicação da estratégia de controle proposta em um sistema eólico autônomo, assim como são realizadas análises da influência do sistema de armazenamento de energia na resposta dinâmica do sistema. As simulações visam avaliar o comportamento das malhas de controle durante a operação ilhada do sistema e verificar o desempenho dinâmico do sistema eólico.

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

## 2. UNIDADES EÓLICAS DE GERAÇÃO

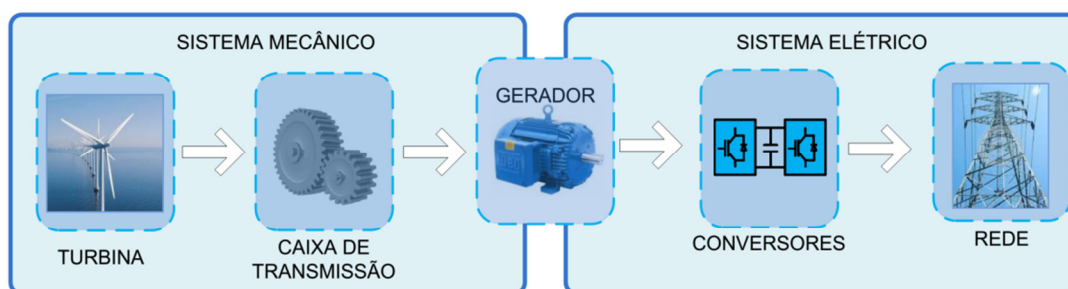
### 2.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são abordados os aspectos gerais relacionados às características construtivas, operacionais e dinâmicas das unidades eólicas de geração. Inicialmente, são apresentados os modos de operação típicos desses sistemas, as características operacionais, as principais tecnologias de turbinas e os geradores tipicamente empregados nos sistemas eólicos modernos. Enfatizam-se os conceitos relacionados às turbinas que operam com velocidade variável e que empregam geradores síncronos, visto que essa é a configuração adotada neste trabalho e se trata de uma das configurações mais comercializadas atualmente. A topologia utilizada apresenta grande versatilidade operacional, principalmente pela resposta rápida dos conversores estáticos no controle de potência ativa e reativa da unidade de geração. Esse capítulo aborda também as características principais dos sistemas de armazenamento de energia que utilizam banco de baterias (BESS).

### 2.2 Introdução

Devido à crescente inserção da geração eólica nos sistemas elétricos de potência, percebe-se que as tecnologias empregadas nesses sistemas também se encontram em um cenário de desenvolvimento constante, com objetivo de torná-las cada vez mais atrativas em termos técnico-econômicos no cenário global da geração de energia elétrica. Nesse contexto, inúmeros fatores estão relacionados à um sistema eólico que opere com confiabilidade e segurança. Melhorar a qualidade da geração de energia elétrica implica em considerar aspectos como diminuição das perdas e dos harmônicos de tensão e corrente, aumento da vida útil do gerador, garantia de dinâmica rápida frente às variações de carga, vento ou até mesmo faltas na rede elétrica, entre outras. A obtenção dessas melhorias pode ser obtida pela adequada escolha da configuração desses sistemas e das técnicas de controle empregadas (COLLIER, 2011).

As diferentes topologias possíveis de unidades eólicas de geração dependem principalmente dos geradores elétricos e dos conversores que podem ser utilizados, sendo que cada parte que compõe a arquitetura do sistema eólico desempenha um papel fundamental na eficiência, confiabilidade e segurança durante a operação do sistema eólico. A Figura 3 apresenta os principais elementos que compõem as diversas topologias de unidades eólicas de geração, tais como turbina, caixa de transmissão, o gerador, os conversores de potência e a conexão com a rede. Maiores detalhes serão discutidos nas seções subsequentes.

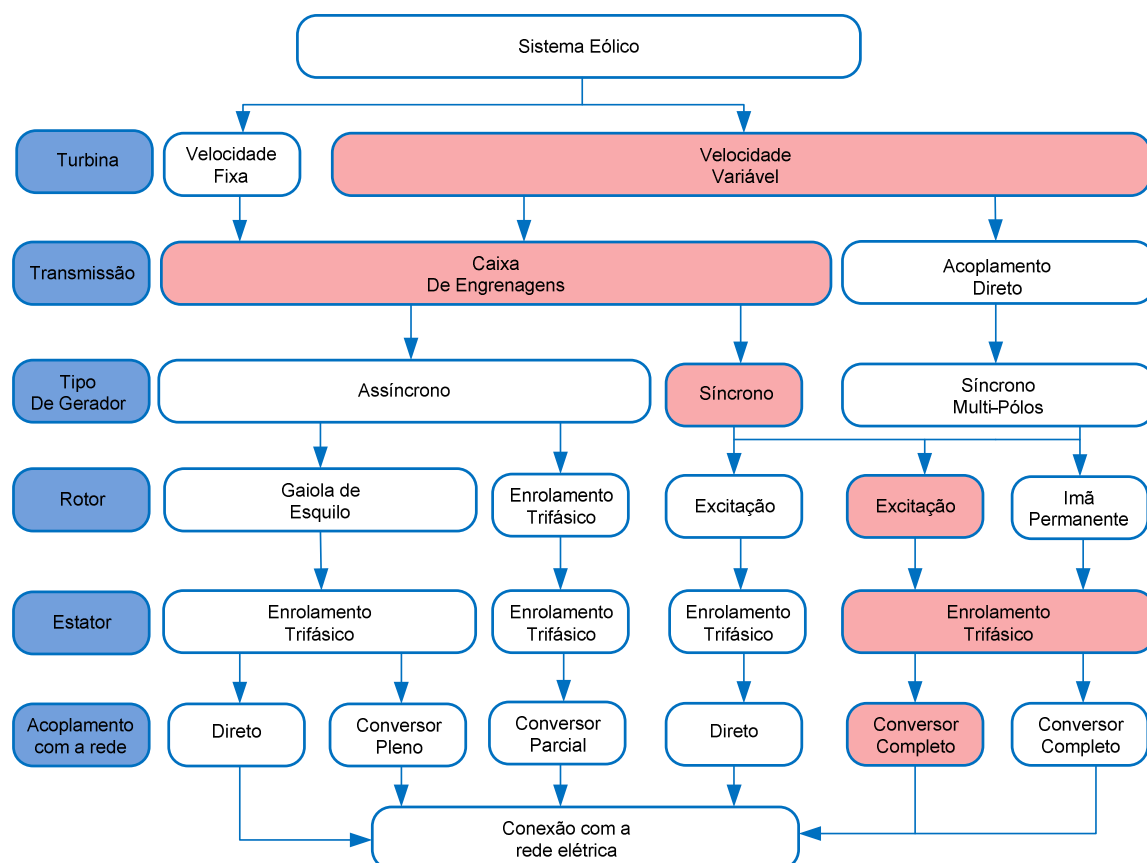


**Figura 3 – Diagrama ilustrativo dos componentes típicos adotados em diversas topologias de unidades eólicas.**

No sistema mecânico, a energia é capturada pela turbina eólica. Em geral, as turbinas de grande porte operam a baixas velocidades, normalmente na faixa de 10 e 20 rpm. Para adequar a baixa velocidade da turbina à alta velocidade dos geradores elétricos, normalmente utiliza-se uma caixa de engrenagens com vários estágios. O gerador elétrico, por sua vez, é responsável pela conversão eletromecânica de energia, cujo processo pode ser controlado por meio de conversores estáticos (COLLIER, 2011).

Existem inúmeros tipos de unidades eólicas disponíveis no mercado, que são utilizadas em diferentes aplicações. A Figura 4 apresenta as principais topologias de unidades eólicas de geração, diferenciando-se, principalmente, com relação ao tipo de turbina eólica, acionamento mecânico, tipo do gerador, rotor, estator e o acoplamento com a rede. Em destaque, apresenta-se a topologia da unidade eólica utilizada nesse trabalho.





**Figura 4 – Classificação das principais tecnologias utilizadas em unidade eólicas de geração.**  
 Fonte: Adaptado de Costa (2010).

É importante enfatizar que no contexto da geração eólica do mundo moderno, uma das principais parcelas de contribuição para o crescimento dessa forma de produção de energia se deve a crescente utilização de unidades de geração distribuída. Além de uma excelente alternativa para auxiliar no suprimento de energia no SEP, a introdução de geradores distribuídos fornece maior controlabilidade e flexibilidade para a operação do sistema (GUEDES, 2006).

No caso do Brasil, há uma grande perspectiva de crescimento da geração distribuída. A GD recebeu um grande estímulo através da Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, de abril de 2012, que estabelece que as concessionárias devem possuir normas específicas para conexão de micro e mini geração distribuída aos seus sistemas. Esses incentivos têm como principal objetivo descentralizar a produção de energia e obter um melhor e maior aproveitamento das fontes de energias renováveis.

### 2.3 Modos de Operação de Sistemas Eólicos

As unidades eólicas podem operar tanto no modo interconectado ao sistema elétrico de potência, quanto no modo ilhado (autônomo). Cada um desses modos de operação requer estratégias de controle específicas para permitir que a unidade eólica opere de forma estável frente às variações de carga e vento. No primeiro caso, a unidade eólica de geração pode fornecer energia para a rede principal, sendo considerada, nesse caso, como uma fonte de geração, ou absorver energia da rede principal, sendo considerada como uma carga do sistema.

Na operação de unidade eólica de geração conectada à rede, as variações normais de carga e as contingências podem ser assumidas pelas unidades térmicas ou hidráulicas baseadas em geradores síncronos convencionais. Inicialmente, a variação de carga é suprida pela energia cinética das massas girantes, que por consequência, provocam desvios de velocidade de rotação das máquinas e conseqüentemente, desvios de frequência (ALMEIDA, 2004).

No caso da operação ilhada de um sistema apenas com geração eólica, as unidades eólicas são as únicas responsáveis por manter a operação estável do sistema e dentro dos padrões de qualidade exigidos pelas normas do setor elétrico (BAHRAMIRAD *et al.*, 2012). Nesse caso, da mesma forma que para a operação de uma unidade eólica conectada à rede, o sistema deve ser capaz de alcançar um novo ponto de equilíbrio após a ocorrência de um desbalanço entre carga e geração. Dependendo da magnitude do desbalanço de potências, o sistema pode atingir níveis operativos inaceitáveis. Torna-se necessário, portanto, a utilização de estratégias operacionais e de controle que auxiliem na condução do sistema a um novo ponto de equilíbrio estável. Normalmente, sistemas de armazenamento de energia e/ou geradores secundários são utilizados como dispositivos auxiliares e que têm por objetivo assumir possíveis contingências durante a operação ilhada de microrredes com geração eólica (ALMEIDA, 2004).

O modo de operação conectado à rede oferece vantagens econômicas e operacionais, uma vez que a energia pode ser comprada da rede principal em horários de baixa demanda e vendida em horários de pico. Essa vantagem é ainda mais significativa quando a microrrede dispõe de um dispositivo armazenador de energia, como um BESS, por exemplo. O modo interconectado também é capaz de

fornecer maior estabilidade de frequência para a microrrede, visto que a mesma representa apenas uma pequena parcela de contribuição em relação ao sistema elétrico de potência (BAHRAMIRAD *et al.*, 2012).

Entretanto, a operação ilhada de uma microrrede é inevitável em situações de contingência, na qual o modo de operação do sistema deve ser alterado para o modo de operação autônomo. Outra situação operacional muito semelhante à operação ilhada de microrredes é a operação de microrredes localizadas geograficamente distantes do sistema de potência interligado. Nesse último caso, diz-se que a microrrede é uma microrrede isolada. Por definição, o ilhamento consiste na situação operacional em que parte do sistema ou a microrrede torna-se eletricamente isolada do restante do SEP, mas ainda continua energizado por meio de uma fonte de geração distribuída (MAHAT *et al.*, 2011). Na operação ilhada, como o próprio nome sugere, a microrrede ou parte do sistema de potência não tem conexão com a rede principal e deve ser capaz de operar de maneira independente (BAHRAMIRAD *et al.*, 2012). O ilhamento pode ser intencional, como no caso de um desligamento da rede para operações de manutenção, por exemplo; ou não intencional, como a ocorrência de um transitório ou outro evento mais severo na rede de energia elétrica (NDIAYE, 2013).

Grande parte das normas e regulamentos técnicos recomenda a desconexão da geração distribuída de sistemas de distribuição ilhados para evitar problemas de segurança que possam afetar o pessoal técnico envolvido na manutenção e operação da rede, problemas de aterramento, mudança no nível de curto-circuito da rede ilhada e reconexão inadequada do sistema ilhado ao sistema principal. A normativa IEEE 1547-2003, por exemplo, recomenda que após a detecção do ilhamento, os geradores distribuídos sejam desconectados em no máximo dois segundos, caso ocorra a perda da conexão com a subestação da concessionária (MAHAT *et al.*, 2011). Entretanto, a mesma normativa (IEEE Std. 1547-2003) afirma que estudos para a implementação da operação ilhada de sistemas com geração distribuída é um de seus trabalhos futuros. De acordo com Mahat (2011) e Arani *et al.* (2012) a operação ilhada é capaz de aumentar a qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia e ainda pode gerar benefícios econômicos para o agente gerador.

A operação ilhada também traz benefícios financeiros para os proprietários das UGDs e melhora a qualidade dos serviços prestados aos

consumidores, pois pode promover a redução do número e da duração das interrupções de fornecimento de energia elétrica (MAHAT *et al.*, 2011). Além disso, a operação autônoma de microrredes isoladas é desejável do ponto de vista socioeconômico, pois permite o fornecimento de energia elétrica para regiões não atendidas pelo SEP interligado (BAHRAMIRAD *et al.*, 2012).

A diferença principal entre a operação da unidade eólica conectada à rede e a unidade eólica ilhada está relacionada com as grandezas que cada conversor estático controla. Em unidades eólicas baseadas em conversor completo, em geral, controlam-se três grandezas: potência ativa extraída do gerador (ou equivalentemente, velocidade da turbina eólica), tensão no barramento CC e potência reativa injetada na rede (WU *et al.*, 2011). Nas subseções seguintes são apresentadas as principais diferenças entre a operação da unidade eólica conectada à rede e a unidade eólica operando no modo ilhado.

### 2.3.1 Operação de Sistemas Conectados à Rede

Nos sistemas eólicos que operam conectados à rede, o conversor do lado da rede normalmente é utilizado para regular a tensão no barramento CC e controlar a injeção de potência reativa na rede. O controle da tensão no barramento CC reflete na potência ativa injetada pelo conversor na rede. Se a potência disponível pela unidade eólica não for suficiente para suprir a demanda de carga, a microrrede absorve potência da rede principal. No caso em que a potência disponível pela unidade eólica é maior que a necessária para a carga, o excedente de potência é transferido para a rede (DONG *et al.*, 2011).

O conversor do lado do gerador controla a potência ativa extraída do estator do gerador e, conseqüentemente, a velocidade da turbina eólica de acordo com a velocidade do vento disponível. Normalmente, a referência para a potência ativa extraída do gerador é definida pela estratégia MPPT (YUAN *et al.*, 2009; ANAYA-LARA *et al.*, 2006). A Figura 5 apresenta a ilustração das malhas de controle típicas de uma unidade eólica operando no modo conectado à rede.

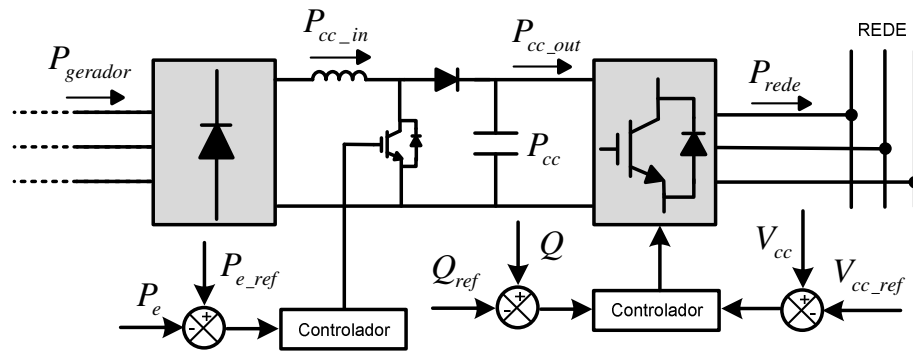


Figura 5 – Ilustração das malhas de controle típicas de uma unidade eólica baseada em conversor completo conectada à rede.

Na Figura 5,  $P_{gerador}$  é a potência ativa extraída do estator,  $P_{cc\_in}$  e  $P_{cc\_out}$  são, respectivamente, a potência de entrada e saída do barramento CC,  $P_{cc}$  é a potência injetada ou absorvida pelo barramento CC, ou seja, corresponde à diferença entre  $P_{cc\_in}$  e  $P_{cc\_out}$ ,  $P_e$  e  $P_{e\_ref}$  e correspondem ao valor medido e ao valor de referência da potência ativa extraída do estator do gerador, respectivamente,  $Q$  e  $Q_{ref}$  e são, respectivamente, o valor da potência reativa medida e de referência,  $P_{rede}$  é a potência injetada na rede e  $V_{cc}$  e  $V_{cc\_ref}$  e correspondem, respectivamente, ao valor medido e ao valor de referência da tensão no barramento CC.

O conversor do lado da rede, por sua vez, possui duas malhas de controle que atuam de forma independente. Uma das malhas tem a função de manter a tensão constante no barramento CC. A outra malha de controle é utilizada para controlar a potência reativa que flui entre o conversor e a rede, ou ainda para controlar a tensão na rede no ponto de conexão do conversor (ZAMADEI, 2012; WU *et al.*, 2011). Em geral, a potência ativa fornecida para a rede é controlada pela corrente de eixo q (corrente de eixo em quadratura) enquanto a potência reativa pode ser controlada pela corrente de eixo d (corrente de eixo direto). O conversor do lado da rede é sincronizado com a rede por meio de uma malha de sincronismo de fase (PLL, do inglês, *Phase Locked Loop*) (SONG *et al.*, 2003).

### 2.3.2 Operação Ilhada

No contexto da geração distribuída e das microrredes, os proprietários da geração normalmente desejam que as UGDs tenham capacidade de operar de forma ilhada. Para que isso seja possível, a transição entre o modo de operação conectado à rede para o modo ilhado exige que sejam tomadas algumas medidas para garantir a estabilidade do sistema e a qualidade da energia fornecida. Trindade (2009) destaca que há dois importantes aspectos a serem considerados após a detecção do ilhamento:

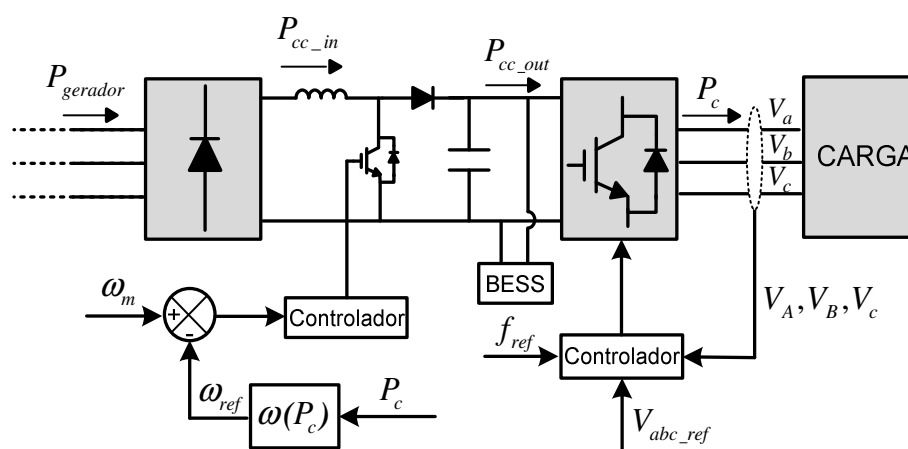
1. Alteração automática no modo de controle dos conversores do sistema eólico: Na operação da unidade eólica conectada ao sistema de potência interligado, em geral, a concessionária é responsável por manter a magnitude da tensão e a frequência do sistema dentro de limites aceitáveis. Assim, o conversor do lado da rede determina apenas a potência ativa e reativa a ser injetada na rede. Entretanto, após a detecção de ilhamento, o sistema de controle da unidade eólica deve ser alterado para controlar a frequência e a magnitude da tensão no sistema ilhado, com o objetivo de garantir níveis adequados de frequência e tensão para as cargas do sistema. Essa alteração nos modos de controle dos conversores do sistema eólico deve ser realizada em tempo hábil, evitando atingir valores de frequência ou tensão da rede que coloquem em risco a operação do sistema.

2. Controle para o corte automático de carga: Nos casos em que, no instante posterior ao ilhamento, a demanda do sistema exceda a capacidade máxima de geração da unidade eólica, deve ser realizado o corte de cargas, de preferência em ordem de prioridade, para que o sistema não opere de forma instável e, conseqüentemente, seja desligado pelo sistema de proteção. O sistema pode ainda dispor de sistemas de geração auxiliares, como um gerador a diesel, por exemplo, para serem utilizados nas condições críticas de operação do sistema, ou seja, nos casos em que a unidade eólica não seja capaz de suprir a demanda do sistema.

Conforme mencionado acima, em unidades eólicas operando no modo ilhado, o conversor estático do lado da carga/rede geralmente regula a magnitude e a frequência da tensão que alimenta a carga do sistema ilhado (tensão de saída do conversor estático). O conversor do lado do gerador, em geral, regula a velocidade

da unidade eólica, de forma a extrair a potência elétrica suficiente para alimentar a carga, as perdas de potência ativa nos conversores e perdas mecânicas. Para atender a carga, a unidade eólica ilhada, em geral, não opera no ponto de máxima eficiência da turbina eólica, definido pela estratégia MPPT.

Além disso, para que a tensão no barramento CC permaneça constante, é necessário que a potência extraída do gerador seja exatamente igual à potência da carga mais a potência referente às perdas totais do sistema (COLSON *et al.*, 2012). Com isso, promove-se o equilíbrio entre a potência que entra e a potência que sai do barramento CC. Entretanto, as perdas de potência ativa nos conversores dependem do ponto de operação do sistema e de outros diversos fatores e parâmetros, o que torna impraticável a sua determinação exata. Dessa forma, a tensão no barramento CC cresce ou decresce exponencialmente, dependendo do erro das perdas, caso alguma malha de controle do sistema não promova o equilíbrio entre as potências que fluem no barramento CC, conforme será discutido com mais detalhes ao longo desse trabalho. A Figura 6 apresenta a ilustração de uma unidade eólica com as malhas de controle típicas para a operação ilhada.



**Figura 6 – Ilustração das malhas de controle típicas de uma unidade eólica operando de forma ilhada.**

Na Figura 6,  $\omega(P_c)$  representa a função que calcula a velocidade de referência da turbina com base no valor de carga do sistema,  $V_A, V_B, V_C$  e  $V_{cc}$  correspondem, respectivamente, as amplitudes das tensões medidas e das tensões de referência do sistema, e  $f_{ref}$  corresponde a frequência de referência do sistema.

Na maioria das estratégias de controle para a operação ilhada, a tensão no barramento CC é controlada por meio de um BESS conectado ao barramento em

questão. Na operação ilhada, o BESS é fundamental para manter a tensão no barramento CC dentro de valores aceitáveis durante as variações de carga e/ou velocidade de vento. Em geral, a tensão no barramento CC é controlada por meio de um conversor CC-CC bidirecional conhecido na literatura como *buck-boost* e que é conectado entre o barramento CC e o banco de baterias (BHENDE *et al.*, 2011; HARUNI, 2012a; HARUNI, 2012b).

Com base nas considerações expostas previamente, esta dissertação tem como abordagem a proposição de estratégias de controle e operacionais para que o sistema possa operar com estabilidade e confiabilidade após a detecção de ilhamento. Assim sendo, este trabalho não aborda a operação do sistema conectado à rede elétrica nem a transição entre os modos de operação. Isso significa que as estratégias operacionais e de controle propostas consideram o sistema já operando no modo ilhado.

## 2.4 Características das Turbinas Eólicas

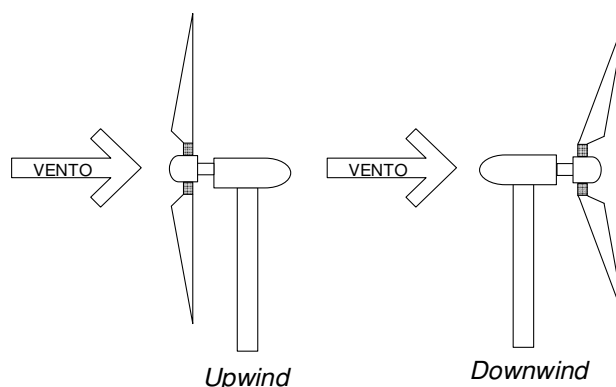
Os aerogeradores são os dispositivos responsáveis pela conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica. As turbinas eólicas capturam a energia cinética em um rotor que, por sua vez, consiste de uma, duas ou mais pás acopladas mecanicamente a um gerador elétrico. O movimento produzido através da massa de ar incidente nas pás é transformado em energia elétrica através do gerador (ANAYA-LARA *et al.*, 2006; ACKERMANN, 2005; PATEL, 1999). Utilizam-se turbinas com eixo horizontal ou vertical, porém, as turbinas de eixo horizontal de três pás são as mais utilizadas atualmente.

Os parques eólicos podem ser localizados em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*). Cada local apresenta características e comportamento diferentes. Desta forma, turbinas diferenciadas podem aproveitar o máximo do potencial energético de cada local (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2013).

Atualmente, as turbinas de eixo horizontal são as configurações mais típicas e podem ser classificadas baseadas na posição do rotor com relação à torre, em *upwind* e *downwind*, conforme a Figura 7. Nas turbinas *downwind*, o vento atinge a área de varredura do rotor por trás da turbina. A principal desvantagem desse tipo

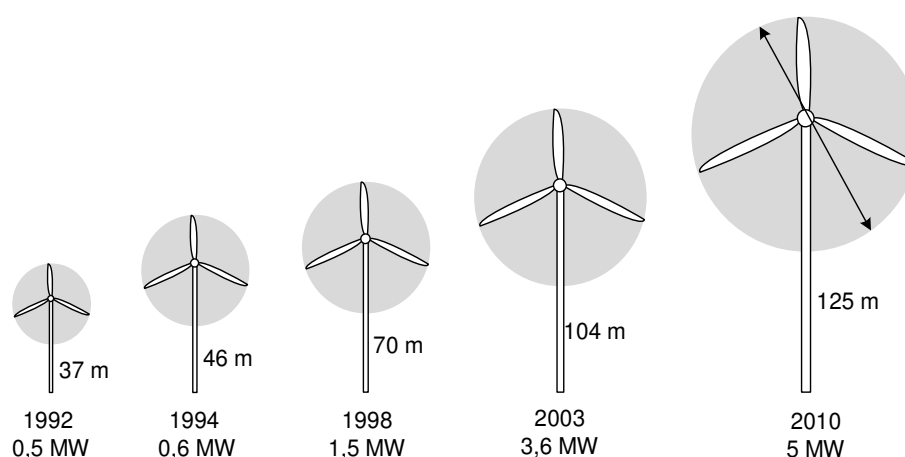


de configuração é a turbulência causada pelo vento na torre da turbina. Nas turbinas baseadas em *upwind*, o vento atinge o rotor pela frente da turbina sendo que esta é a configuração mais utilizada (MARQUES, 2004). A maioria das turbinas eólicas modernas possuem eixo horizontal, rotor com três pás e com característica *upwind* (MARQUES, 2004).



**Figura 7 – Direção do vento para turbinas *upwind* e *downwind***  
 Fonte: Adaptado de Marques (2004).

Com relação ao tamanho, um crescimento significativo pode ser observado, sobretudo, nos últimos 30 anos. A evolução do tamanho médio das turbinas está representada na Figura 8. Constata-se que grande parte das turbinas instaladas no mundo em 2011 apresenta capacidade entre 3,5 MW e 7,5 MW (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2013).



**Figura 8 – Evolução do tamanho das turbinas eólicas entre 1992 e 2010**  
 Fonte: Adaptado de Ackermann (2005), Anaya-lara (2006) e Global Wind Energy Council (2013).

Em sistemas de conversão de energia eólica de grande porte, o uso de turbinas que operam com velocidade variável é preferível em comparação com as turbinas que operam com velocidade fixa, uma vez que oferecem vantagens como

aumento de captura de energia, possibilidade de operação utilizando MPPT, melhor eficiência e melhor qualidade de energia (ANAYA-LARA *et al.*, 2006; HARUNI, 2012). Estudos teóricos e práticos indicam que as turbinas de velocidade variável são capazes de extrair entre 20 e 30% mais potência mecânica do vento em relação às turbinas que operam com velocidade fixa (PATEL, 1999). As principais vantagens das turbinas de velocidade fixa e de velocidade variável são listadas na Tabela 1 (PATEL, 1999).

**Tabela 1 – Vantagens associadas às turbinas de velocidade fixa e velocidade variável**

<b>Turbina de velocidade fixa</b>	<b>Turbina de velocidade variável</b>
Baixo custo e estrutura simples	Eficiência do rotor alta, ou seja, maior captura de energia anual
Poucos equipamentos, implicando em alta confiabilidade	Baixo torque transitório
Baixa probabilidade de excitação de ressonância da estrutura	Sem necessidade de caixa de engrenagens
Não há conversão de frequência (sem harmônicos de corrente)	Sistema mecânico de amortecimento não é necessário
	Não há problemas referentes à sincronização

#### 2.4.1 Conversão de Energia em Unidades Eólicas

As turbinas eólicas têm como característica principal a transformação da energia cinética do vento em energia mecânica rotacional (VOLTOLINI, 2007; ANAYA-LARA *et al.*, 2006). A potência  $P_{vento}$  em watts de uma massa de ar em movimento pode ser representada pela equação (1), em que  $\rho$  representa a massa específica do ar,  $A$  corresponde a área de secção transversal de varredura das pás, e  $V_v$  é a velocidade do vento.

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \rho A V_v^3. \quad (1)$$

A potência extraída da massa de ar depende das características construtivas da turbina eólica. Normalmente, a eficiência das turbinas é medida pelo

coeficiente de potência,  $C_p(\lambda, \beta)$ , que representa o rendimento aerodinâmico do rotor eólico, ou seja, indica a relação entre a potência disponível pela massa de ar e a potência que de fato pode ser extraída pela turbina eólica. Esse coeficiente pode assumir valores entre 0 e 0,593 (VOLTOLINI, 2007). O limite superior, correspondente a 0,593, é conhecido como coeficiente ou limite de *betz* e significa que a máxima potência que pode ser extraída pela turbina eólica é de 59,3% do valor de potência disponível pela massa de ar (SILVA, 2007). Na prática, o coeficiente de potência varia, aproximadamente, entre 25 – 45% (ACKERMANN *et al.*, 2005).

Adicionando-se o termo do coeficiente de potência na equação (1), obtém-se o valor de potência extraída pela turbina eólica, dado por

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) V_v^3. \quad (2)$$

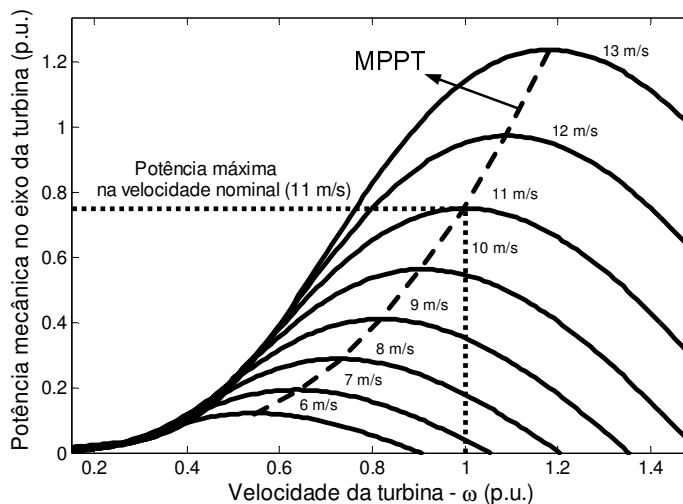
O coeficiente de potência varia em função das variáveis  $\lambda$  e  $\beta$ . A variável  $\beta$  corresponde ao ângulo de passo (*pitch angle*) das pás da turbina e  $\lambda$  representa a velocidade específica da turbina, também conhecida como a taxa de variação de velocidade da turbina eólica (ou TSR, do Inglês, *Tip Speed Ratio*), sendo obtida por (ANAYA-LARA *et al.*, 2006)

$$\lambda = \frac{\omega_m R}{V_v}, \quad (3)$$

em que  $\omega_m$  representa a velocidade mecânica do conjunto turbina-gerador e  $R$  o raio da turbina eólica.

Como exemplo, considera-se a curva da potência mecânica extraída por uma turbina eólica em função da velocidade do rotor, considerando diferentes velocidades de vento, conforme a Figura 9. O vento nominal corresponde a 11 m/s e o ângulo de passo é nulo. Quando a turbina é operada com velocidade variável, para velocidades de vento entre o valor mínimo e o valor nominal, pode-se alterar a velocidade da turbina para obter um valor ótimo para o TSR, maximizando a potência extraída pela turbina. Para velocidades de vento acima da nominal, a turbina passa a controlar o ângulo de passo de forma a limitar a extração de potência mecânica da turbina. Em sistemas autônomos, entretanto, geralmente

ajusta-se a potência mecânica à potência exigida pela carga mais as perdas elétricas e mecânicas, ou seja, a turbina não extrai a máxima potência possível da massa de ar.

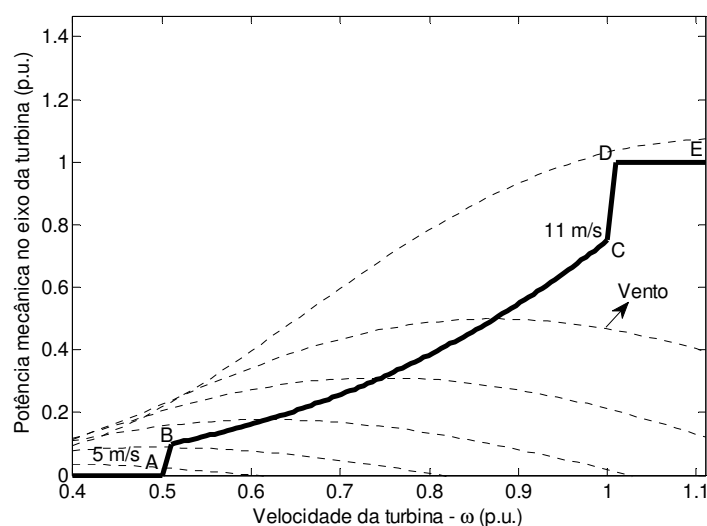


**Figura 9 – Potência mecânica extraída por uma turbina eólica em função da velocidade da turbina.**

A Figura 9 mostra também que existe uma relação ótima entre a velocidade de operação da turbina e a velocidade do vento para a máxima extração de potência da turbina eólica. Desta forma, alterando-se a velocidade da turbina, e conseqüentemente, obtendo-se um valor constante para  $\lambda$ , a potência extraída pela turbina eólica torna-se máxima (VOLTOLINI, 2007). A trajetória de máxima potência de uma turbina eólica para diferentes velocidades de vento é mostrada na Figura 9. O ponto de operação ótimo (extração de potência máxima) varia de acordo com cada curva de velocidade do vento. Em sistemas convencionais, a velocidade da turbina é alterada de forma a operar no ponto de extração máxima de potência (MPPT). Por outro lado, existem limites práticos de velocidades mínima e máxima de operação para cada turbina. Isso significa que na prática a turbina eólica não pode operar sobre a curva de trajetória de potência máxima. Esses limites de restrição da região de operação da turbina são válidos tanto para o modo de operação conectado à rede quanto para a operação ilhada e serão definidos no capítulo 4.

Normalmente, a estratégia de controle da extração de potência mecânica disponível na turbina eólica em função da velocidade mecânica do conjunto turbina-gerador é caracterizada por quatro regiões de operação, conforme ilustra a Figura 10. Na região A-B, a velocidade do vento é baixa e o gerador atua no limite mínimo

de velocidade mecânica. Entre os pontos B e C, ajusta-se a velocidade do conjunto turbina-gerador para extrair a máxima potência disponível pelo vento. No intervalo C-D, a turbina opera com velocidade fixa de modo a limitar a extração de potência no valor nominal. Na região D-E, a potência extraída pelo eixo da turbina é mantida no valor nominal.



**Figura 10 – Curva de extração máxima de potência mecânica de uma turbina eólica em função da velocidade da turbina.**

Em geral, as turbinas possuem um vento de partida (*cut-in*) de 5 m/s, um vento nominal de 11 m/s e um vento máximo (*cut-off*) de 25 m/s, que consistem nos valores típicos de turbinas reais. Para valores de velocidade do vento abaixo de 5 m/s, a turbina não opera, entre 5 m/s e 11 m/s (região normal de operação), a velocidade da turbina é controlada de forma a se obter a velocidade específica ótima, maximizando o coeficiente de potência. Enquanto a potência elétrica gerada for menor que a potência nominal da unidade eólica, o ângulo de passo  $\beta$  é mantido constante em zero grau, de forma a obter o máximo aproveitamento da energia disponível pelo vento (VOLTOLINI, 2007; ANAYA-LARA *et al.*, 2006). Para valores elevados de vento, em que a potência da turbina eólica ficaria acima da potência nominal, varia-se o ângulo de passo das pás para manter a potência da turbina no valor nominal.

### 2.4.2 Modelos Não Polinomiais Para Turbinas Eólicas

Para o cálculo exato do coeficiente de potência é necessário a utilização da teoria do momento do elemento de pá (no inglês, *Blade Element Momentum Theory* - BEM), que considera um gradiente da velocidade do vento na direção vertical e movimentos circulares da massa de ar (BURTON, *et al.*, 2001; SILVA, 2006). Nesse contexto, em função da complexidade matemática para obtenção do valor exato do rendimento aerodinâmico do rotor eólico, necessitando de conhecimentos aprofundados de aerodinâmica, aproximações numéricas têm sido desenvolvidas para simplificação da obtenção da grandeza em questão. Assim, as curvas características do coeficiente de potência em função da taxa de variação da velocidade (TSR) e do ângulo de passo são obtidas por meio de medições diretas com a turbina em operação. De posse dos valores obtidos nas medições, as curvas podem ser modeladas por funções não lineares (SILVA, 2006).

A expressão do valor aproximado do coeficiente de potência de uma turbina eólica é dada por

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

em que as constantes  $c_1, c_2, c_3, c_4, c_5$  e  $c_6$  dependem das características aerodinâmicas das pás da turbina. Os valores típicos utilizados para as constantes de aproximação são mostrados na Tabela 2 (FERREIRA, 2011).

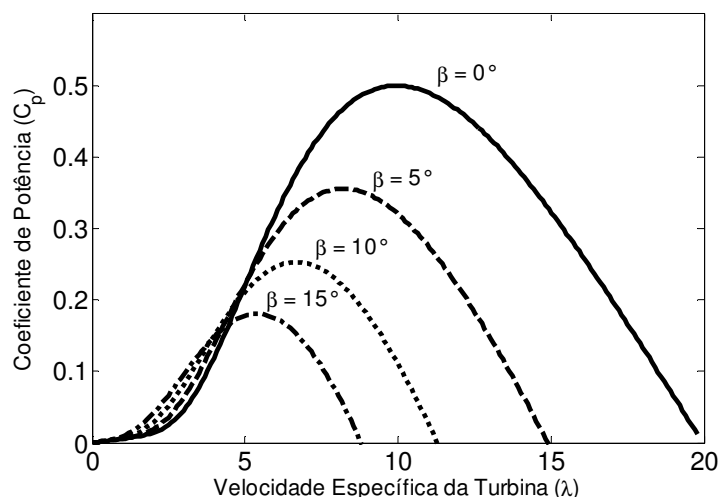
**Tabela 2 – Valores típicos das constantes de aproximação do coeficiente de potência**

$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$	$c_5$	$c_6$
0,5176	116	0,4	5	21	0,0068

Os valores de  $\lambda$  e  $\beta$  se relacionam através da relação

$$\frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \cdot \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}. \quad (5)$$

Como forma de ilustração, a Figura 11 apresenta o comportamento de  $C_p$  em função de  $\lambda$ , com variação de  $\beta$ , para uma turbina eólica de 2 MW (PRICE *et al.*, 2003).



**Figura 11 – Variação do coeficiente de potência em função do TSR.**

Através da Figura 11 infere-se que a curva com  $\beta = 0^\circ$  representa a situação em que a turbina possui a maior eficiência na conversão energética. É importante ressaltar que as curvas de coeficiente de potência em função de  $\lambda$  dependem da característica construtiva de cada turbina (VOLTOLINI, 2007; SILVA, 2006).

Além disso, para cada curva de vento apresentada na Figura 11, existem dois valores de velocidade específica em que  $C_p(\lambda, \beta) = 0$ ; uma quando o rotor está estacionário ( $\omega_t = 0$ ) e outra quando o rotor está em velocidades elevadas, que é o ponto em que a velocidade na ponta da pá é consideravelmente maior que a velocidade do vento incidente (SILVA, 2006).

#### 2.4.3 Controle e Limitação de Potência Aerodinâmica

A potência mecânica máxima extraída pela turbina deve ser limitada quando as velocidades do vento ultrapassam o valor de vento nominal. Em geral, essa limitação é feita por um controle aerodinâmico. Esse controle pode ser realizado tanto pelo controle por estol quanto pelo controle por ângulo de passo da

turbina eólica. Conforme mencionado anteriormente, em geral, sobretudo nas turbinas modernas, a limitação de potência é realizada por meio do controle do ângulo de passo, sendo acionado apenas nos casos de ventos elevados onde a potência extraída pela turbina eólica fica maior que a potência nominal da turbina. Nessas situações, a velocidade da turbina não pode ser controlada através do aumento da potência gerada, visto que isso pode sobrecarregar o gerador e/ou os conversores do sistema eólico. Portanto, varia-se o ângulo de passo das pás da turbina, limitando o rendimento aerodinâmico do rotor eólico e prevenindo o sistema contra danos mecânicos (ACKERMANN *et al.*, 2001). O controle do ângulo de passo é um sistema ativo que utiliza um sinal do sistema de controle para mudar o ângulo de passo das pás, alterando as forças aerodinâmicas e também a potência extraída pela turbina eólica (ZAMADEI, 2012).

O ângulo de passo mínimo é aproximadamente zero para ventos inferiores ao nominal. Quando a potência extraída pela turbina eólica fica acima do valor da potência nominal da turbina, o ângulo de passo da turbina é em geral aumentado para reduzir a potência mecânica extraída. As equações (4) e (5) são utilizadas para calcular o impacto do ângulo de passo sobre o valor do coeficiente de potência. Através do resultado, utiliza-se a equação (1) para o cálculo da potência mecânica extraída pelo vento (ACKERMANN *et al.*, 2001). Ainda deve ser levado em consideração o fato de que o ângulo de passo possui uma dinâmica de resposta mecânica, que por natureza é lenta, ou seja, possui uma baixa taxa de variação. Quanto maior as pás da turbina, mais lenta é a taxa de variação do ângulo de passo. A taxa máxima de variação da grandeza em questão normalmente varia entre 3 e 10° por segundo e dependendo do tamanho da turbina esse valor pode ser diferente (ACKERMANN *et al.*, 2001).

#### 2.4.4 Resposta Inercial de Sistemas Eólicos

A inclusão de geradores distribuídos nos sistemas de potência, em geral, impacta na estabilidade de tensão e/ou frequência. A estabilidade de um SEP é definida como a capacidade deste em retornar ao ponto de equilíbrio original ou atingir outro ponto de equilíbrio estável, mantendo as grandezas físicas do sistema



dentro de valores aceitáveis definidos por regulamentos e normas técnicas (KUNDUR *et al.*, 2004). Existem inúmeros fatores que afetam a estabilidade de um sistema, destacando-se, em especial, a energia cinética rotacional, reserva de energia, estratégias de controle, entre outros. Distúrbios transitórios como curtos circuitos ou perdas bruscas de grandes cargas, por exemplo, podem causar a mudança do ponto de operação do sistema e até mesmo levá-lo a instabilidade. Além disso, os sistemas elétricos de potência operam geralmente próximos dos limites de instabilidade, e a incorporação de GDs nessas redes podem tornar o sistema ainda mais vulnerável a problemas de estabilidade (BENIDRIS *et al.*, 2012).

No contexto da geração eólica, a principal limitação que a inserção em grande escala desse tipo de fonte de geração traz consigo está relacionado a falta de energia cinética inerente a essa inclusão, tornando-se fundamental a utilização de algoritmos de controle para manter a estabilidade de frequência do sistema elétrico de potência. Em microrredes com grande inserção da geração eólica, geralmente utilizam-se sistemas de armazenamento de energia, que possuem a função de suprir o sistema por um curto período de tempo, para contribuir com o controle da frequência do sistema. Através do uso adequado desses dispositivos a contribuição da energia cinética dos geradores pode ser aumentada, melhorando as características de regulação de frequência do sistema. A atuação do banco de baterias no sistema, durante as variações de frequência, é conhecida como inércia virtual (BENIDRIS *et al.*, 2012).

As características elétricas dos geradores eólicos resultam em uma resposta naturalmente diferente perante uma perturbação com relação aos geradores síncronos convencionais. No caso dos sistemas convencionais, pelo fato do gerador síncrono girar sincronizado com a frequência da rede, este tem a capacidade de fornecer ou absorver potência ao sistema, a partir da variação da energia cinética do rotor do gerador, o que caracteriza uma resposta inercial (MILLER, 2012).

Por outro lado, para as turbinas eólicas de velocidade variável, geralmente são utilizados conversores de potência, que por natureza, desacoplam a frequência da rede da velocidade angular do gerador. Devido a esse desacoplamento e à estratégia de controle adotada, a unidade eólica em geral não varia significativamente a potência ativa injetada na rede em função da variação da frequência (MILLER, 2012). Desta forma, não há contribuição inercial entregue para

a rede durante um distúrbio, como em um aumento de carga, por exemplo, mesmo considerando a grande quantidade de energia cinética armazenada nas pás e no gerador (TIELENS *et al.*, 2012). Assim sendo, quanto maior a penetração de fontes eólicas em sistemas com geradores síncronos convencionais, menor é a inércia total do sistema. Conseqüentemente, maiores são as taxas de variação de frequência observadas após desbalanços de potência (MILLER, 2012).

Na atualidade, a maioria das turbinas eólicas em operação estão isentas de contribuir com o controle de frequência do sistema. No futuro, no entanto, a tendência é que esses sistemas desempenhem um papel significativo, contribuindo para o controle primário do sistema, ajustando a potência ativa injetada após desvios de frequência.

Embora as turbinas eólicas que operam com velocidade variável não contribuam com a inércia do sistema, elas armazenam uma quantidade significativa de energia cinética. Tanto a turbina eólica quanto o gerador contribuem com a energia cinética armazenada. Em uma turbina eólica, as pás são os principais elementos que contribuem para a energia armazenada. O momento de inércia das pás ( $J_{pás}$ ) pode ser expresso em função da potência nominal da turbina ( $P_{nom}$ ) de acordo com (TIELENS *et al.*, 2012)

$$J_{pás} = 1,74 \times 10^{-7} P_{nom}^{2,13}. \quad (6)$$

A energia cinética armazenada em uma turbina eólica varia no tempo com o aumento da velocidade do vento. Tradicionalmente, a velocidade do rotor também aumenta para operar no ponto de máxima eficiência. Uma velocidade maior do rotor resulta no aumento da energia cinética armazenada. Por outro lado, em uma planta convencional, a energia cinética armazenada é constante, uma vez que a velocidade do gerador está acoplada com a frequência do sistema, que na maior parte do tempo fica em torno da frequência nominal (TIELENS *et al.*, 2012).

Conforme mencionado, nos sistemas eólicos a velocidade mecânica do gerador está desacoplada da frequência elétrica da rede, por meio dos conversores estáticos de potência. Nesse contexto, torna-se necessário considerar a definição de velocidade angular base ( $\omega_{base}$ ). Em geral, a velocidade elétrica angular base é escolhida como sendo a velocidade nominal de operação da turbina, que por sua

vez, depende do número de par de polos do gerador ( $P_{polos}$ ) e é normalmente referida ao lado do gerador (maior velocidade), caso exista caixa de engrenagens no sistema (ACKERMANN *et al.*, 2005). A velocidade angular base está relacionada com a constante de inércia  $H$  da máquina (tanto para o gerador quanto para a turbina) e é definida, em segundos por

$$H = \frac{J \omega_{base}^2}{2P_{base}}, \quad (7)$$

onde  $P_{base}$  representa o valor da potência base do gerador ou da turbina. Isolando o termo que representa o momento de inercia  $J$  da máquina, obtém-se

$$J = \frac{2P_{base} H}{\omega_{base}^2}. \quad (8)$$

A turbina eólica e o gerador elétrico possuem constantes de inércias distintas e, conseqüentemente, o momento de inércia de cada máquina também é diferente. A velocidade síncrona da máquina é definida em função do número de par de polos e da frequência elétrica  $f$ , sendo que qualquer modificação em uma dessas variáveis tem impacto no valor da velocidade síncrona e no momento de inércia da máquina. Entretanto, a constante de inércia  $H$  permanece inalterada, pois é característica intrínseca da máquina. Nesse contexto, define-se a velocidade elétrica base do gerador de acordo com

$$\omega_{base,el} = \frac{120f}{P_{polos}}. \quad (9)$$

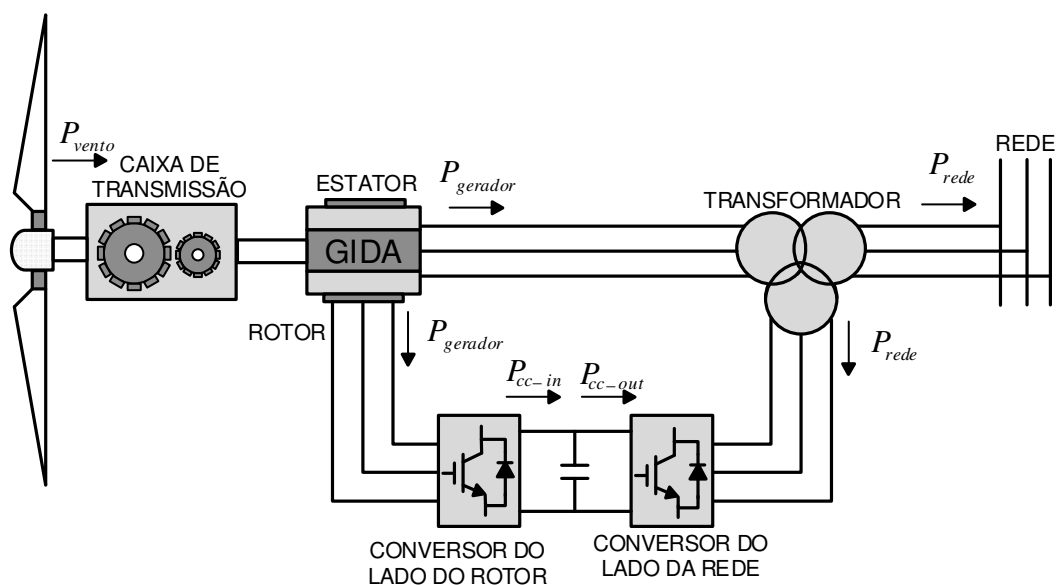
A velocidade mecânica base está relacionada com a velocidade elétrica base  $\omega_{base,el}$  através de (10) (ACKERMANN *et al.*, 2005)

$$\omega_{base,el} = 2P_{polos} \omega_{base}. \quad (10)$$

## 2.5 Geradores Tipicamente Empregados em Unidades Eólicas

Os geradores tipicamente empregados nos sistemas eólicos são o gerador de indução (GI), gerador de indução duplamente alimentado (GIDA), gerador síncrono (GS) e gerador síncrono de ímã permanente (GSIP). As unidades eólicas baseadas em GS e GIDA (no inglês, *Doubly Fed Induction Generator - DFIG*) são as mais difundidas atualmente (PATIL *et al.*, 2013), sobretudo, pela flexibilidade operacional e o bom desempenho desses dois tipos de tecnologia (ANAYA-LARA *et al.*, 2006; SINGH *et al.*, 2009).

Para o GIDA, cuja configuração típica é apresentada na Figura 12, geralmente acopla-se o rotor da turbina eólica ao gerador por meio de uma caixa de engrenagens para permitir que o gerador opere em altas velocidades (por exemplo, 1800 rpm, dependendo do número de polos da máquina). O rotor é conectado à rede por meio de conversores estáticos de potência do tipo fonte de tensão (do inglês, *Voltage Source Converters – VSC*) interconectados por meio de um barramento CC composto por um capacitor.



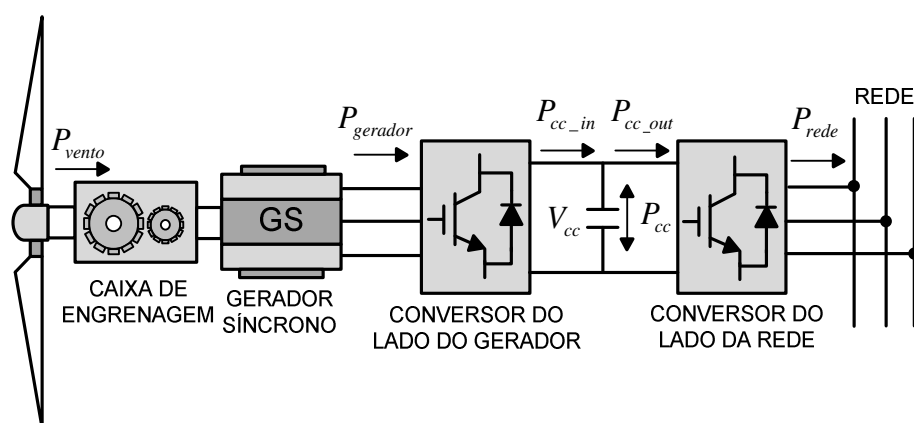
**Figura 12 – Ilustração da estrutura típica de uma unidade eólica baseada em GIDA.**

No caso do GIDA, a potência elétrica pode ser fornecida à rede através do estator ou do rotor, de modo que a potência nominal do conversor pode ser reduzida em até 25% da potência nominal do gerador (SILVA, 2006; VOLTOLINI, 2007). O rotor, por sua vez, também tem a possibilidade de absorver potência ativa

da rede. Se o gerador operar acima da velocidade síncrona, o fluxo de potência ativa é do rotor para a rede ao passo que se a máquina operar abaixo da velocidade síncrona, o rotor absorve potência ativa da rede por meio dos conversores de potência (ANAYA-LARA *et al.*, 2006).

Nas unidades eólicas baseadas em GS, o condicionamento de toda a potência ativa fornecida pelo gerador é realizado por meio de um conjunto de conversores estáticos, que geralmente são dimensionados para a potência nominal do gerador síncrono. Isso permite um desacoplamento da frequência do estator do gerador da frequência da rede e também faz com que grande parte dos transitórios que ocorrem no gerador não se propague para a rede e vice-versa (SILVA, 2006; VOLTOLINI, 2007; COLLIER, 2011). Esse desacoplamento de frequências permite ainda a operação sob velocidade variável da turbina eólica (ANAYA-LARA *et al.*, 2006; COLLIER, 2011).

A Figura 13 ilustra a topologia típica de uma unidade eólica baseada em gerador síncrono. Normalmente, o gerador síncrono é composto por múltiplos polos e com grande diâmetro, podendo ser conectados diretamente à turbina eólica ou utilizando caixa de engrenagens (BERNARDES, 2009). Na saída do GS conecta-se um conversor CA-CC, que geralmente é responsável pelo controle da velocidade da turbina e conseqüentemente pela extração de potência elétrica. A energia proveniente da saída do retificador é armazenada em um barramento CC que é conectado a um conversor CC-CA.



**Figura 13 – Ilustração da estrutura típica de uma unidade eólica baseada em gerador síncrono.**

A tendência futura é pela utilização de geradores síncronos nos sistemas de conversão de energia eólica, sobretudo, devido à elevada eficiência, robustez e flexibilidade no controle em uma ampla faixa de velocidades (FERREIRA, 2011;

BERNARDES, 2009; SALLES, 2009). Nesse contexto, nos estudos propostos neste trabalho, utiliza-se a unidade eólica baseada em GS, devido às vantagens supracitadas e ainda pela versatilidade e resposta rápida do conversor estático no controle da potência ativa e reativa fornecida pela unidade de geração.

## 2.6 Conversores CA-CC-CA

### 2.6.1 Considerações Iniciais

Os dispositivos de eletrônica de potência desempenham um papel fundamental nos sistemas eólicos, sobretudo, nos que operam com velocidade variável. Esses dispositivos são responsáveis por garantir os requisitos para interligação e melhoria da estabilidade em sistemas elétricos de potência e ainda por aumentar a eficiência das turbinas eólicas que operam com velocidade variável.

Os conversores estáticos possuem a tarefa de adequar a tensão e a corrente elétrica nos diversos pontos de interconexão do sistema de conversão de energia. Através de uma estratégia de comando para abertura e fechamento de suas chaves semicondutoras de potência, os conversores estáticos são capazes de elevar ou abaixar um determinado nível de tensão ou corrente contínua, transformar uma tensão alternada em contínua ou uma tensão contínua em alternada com a amplitude e frequência desejadas. Além disso, os conversores podem operar no modo tensão ou no modo corrente. No modo tensão, a variável de controle é a tensão de saída, de forma que o conversor opera como uma fonte de tensão. No modo corrente, a variável de controle é a corrente de saída e o conversor opera como uma fonte de corrente equivalente.

Em sistemas de conversão de energia eólica, normalmente utiliza-se um conversor CA-CC para conversão de tensão alternada com amplitude e frequência variáveis no lado do gerador em tensão contínua no barramento CC, que por sua vez, é convertida em um valor de tensão CA com amplitude e frequência constantes no lado da carga. Esse processo é utilizado, fundamentalmente, pelo fato de que com a utilização dos conversores, torna-se possível controlar a potência gerada.

## 2.6.2 Conversor CA-CC-CA

Os conversores CA-CC, conhecidos como retificadores, são conversores estáticos de potência empregados como interface entre sistemas de corrente alternada (CA) e de corrente contínua (CC). A conversão de corrente alternada para corrente contínua pode ser realizada por meio de uma ponte retificadora monofásica ou trifásica. Dependendo da topologia e das técnicas de controle empregadas, a utilização dessa classe de conversores permite a operação com alto fator de potência e qualidade das correntes drenadas do gerador (COLLIER, 2011).

Os retificadores podem ser de meia onda ou de onda completa, controlados, semi controlados ou não controlados. Se um retificador é dito controlado, significa que o circuito possui componentes, normalmente IGBT'S, MOSFET'S ou SCR's, que são chaveados de forma a controlar a tensão de saída do retificador. Em geral, aloca-se um filtro capacitivo na saída do retificador para reduzir o *ripple* da tensão (COSTA, 2012).

Já os conversores CC-CA, denominados de inversores, são circuitos que convertem potência CC em potência CA para valores desejados de frequência e tensão (ou corrente) na saída (AHMED, 2000). São inúmeras as topologias existentes, assim como existem diversas formas de controle associadas ao chaveamento dos semicondutores. Associam-se aos inversores, dispositivos complementares como resistores, capacitores e indutores, que funcionam como filtros de saída. Os inversores podem ser divididos em dois grupos: os inversores de fonte de tensão (*Voltage Source Inverters* - VSI) e os alimentados por fonte de corrente (*Current Source Inverters* - CSI). Com relação à topologia, distinguem-se em inversores monofásicos ou trifásicos e podem possuir estrutura em meia ponte ou ponte completa.

Nos inversores de corrente (CSI), a corrente de entrada de uma fonte CC deve ser mantida em nível constante, independente da variação da tensão de entrada CC. Para alcançar esse objetivo, utiliza-se um filtro indutivo com valor alto que é conectado em série com a fonte de tensão CC. Dessa forma, o indutor impede variações bruscas de corrente, mantendo um nível eficaz e constante da corrente de alimentação (AHMED, 2000). Esses dispositivos são geralmente empregados em sistemas ou equipamentos que operam com potências elevadas. Normalmente,

nessas aplicações utilizam-se semicondutores para alta potência como GTOs (do Inglês, *Gate Turn-off Thyristor*) ou SCRs (do Inglês, *Silicon Controlled Rectifier*). Em contrapartida, nos inversores de fonte de tensão, a tensão da fonte de entrada CC é essencialmente constante e independe da corrente que é drenada para a carga, sendo que essa categoria de conversores tem sido a mais utilizada em sistemas de conversão de energia elétrica. A fonte de entrada CC pode ser um banco de baterias ou ainda a saída de um retificador. Aloca-se um capacitor na entrada do inversor para garantir que o chaveamento não altere significativamente a tensão CC (AHMED, 2000). Os inversores de tensão podem ser distinguidos também com relação aos níveis de tensão em sua saída; podendo ser de dois níveis, três níveis ou ainda multiníveis. Quanto maior o número de níveis, menor será a distorção harmônica na tensão de saída.

A topologia de dois níveis é a mais utilizada nos inversores de potência, principalmente pela configuração simples e funcional. Uma das vantagens desta topologia é o número reduzido de interruptores, o que resulta na diminuição nos custos para a implementação. No caso dos inversores trifásicos, obtém-se uma tensão trifásica de frequência variável a partir de uma tensão de entrada CC. Esse tipo de inversor é composto por três braços (um para cada fase). Apesar de existir a configuração do inversor trifásico de meia ponte, a configuração em ponte completa é a mais difundida e utilizada (COSTA, 2012; WU *et al.*, 2011).

## 2.7 Sistemas de Armazenamento de Energia

Em sistemas eólicos a produção de energia depende de fatores climáticos favoráveis. Ao longo de um dia, por exemplo, a potência mecânica fornecida por uma turbina eólica varia devido às variações estocásticas da velocidade do vento, que por sua vez, produz variações na potência ativa gerada (SUN, *et al.*, 2005; SINGH, 2009; HUSSEIN, 2012). Nesse contexto, a utilização de sistemas de armazenamento de energia baseados em bancos de baterias têm sido uma das alternativas mais utilizadas na atualidade para auxiliar em situações de baixa capacidade de geração, fornecimento de energia durante períodos de pico, redução da demanda por investimentos em infraestrutura, *black start* (fonte auxiliar para



partida de um sistema elétrico após um blecaute completo), fornecimento de serviços ancilares, e mais recentemente, tem sido utilizado como artifício de suavização da potência de saída de unidades geradoras baseadas em fontes energéticas intermitentes (BAHRAMIRAD *et al.*, 2012; HUSSEIN, 2012). Em sistemas eólicos, a principal aplicação do BESS consiste no fornecimento de potência elétrica por um curto período de tempo. Em sistemas de conversão de energia eólica, em geral, o BESS pode ser conectado em paralelo com o barramento CC por meio de conversores de potência apropriados. Entretanto, outras configurações são passíveis de implementação, como por exemplo, alocar o banco de baterias em paralelo com a carga trifásica CA.

Os sistemas de armazenamento de energia (SAEs) desempenham um importante papel nas contingências de curta duração e na operação contínua dos sistemas eólicos, aumentando a confiabilidade e robustez do sistema em que estão inseridos, sobretudo durante a operação ilhada (BAHRAMIRAD *et al.*, 2012; HUSSEIN, 2012). Os custos de implantação de um sistema de armazenamento de energia estão principalmente ligados à potência máxima (kW ou kVA) e a energia máxima a ser armazenada (kWh ou kVAh), além de custos acessórios como os de infraestrutura de instalação e de manutenção do sistema (EPRI, *et al.*, 2011). A capacidade de armazenamento de energia de um banco de baterias é definida em Ah (Ampére-Hora), dada para uma condição de descarga específica. Isso significa que considerando uma corrente de descarga específica, o banco de baterias consegue manter o fornecimento de energia durante o tempo especificado. O valor da capacidade da bateria (Ah) é obtido por meio de um ensaio de descarga com corrente constante, durante 10 horas, até cada célula atingir a tensão final de descarga (tipicamente 1,75 V), à temperatura de 25 °C (ROSEMBACK, 2004).

Há uma grande variedade de tecnologias disponíveis para a construção de sistemas de armazenamento de energia baseados em bancos de baterias, estando a escolha da opção mais apropriada atrelada a fatores como vida útil, profundidade de descarga, energia específica, taxa de auto descarga e relação custo-benefício de cada tecnologia (LINDEN, *et al.*, 2002). Na atualidade, a tecnologia mais difundida utiliza baterias de chumbo-ácido e íon de lítio, especialmente pela maturidade atingida e pela redução dos custos, em comparação com outros tipos de tecnologias disponíveis no mercado (ROSEMBACK, 2004; OUDALOV *et al.*, 2007).

As baterias de chumbo-ácido são assim denominadas devido a matéria ativa ser o chumbo e seus compostos e ainda pelo fato do eletrólito ser uma solução aquosa de ácido sulfúrico. Basicamente, a bateria é composta por células, que são elementos constituídos por duas placas de polaridades opostas, isoladas entre si, e submersas pelo eletrólito. As células são interligadas convenientemente no interior da bateria, em série ou paralelo, dependendo da tensão desejada na saída e da capacidade de armazenamento necessária para a aplicação desejada (LINDEN, *et al.*, 2002). No caso da bateria de chumbo-ácido a tensão nominal de um elemento ou célula é geralmente igual a dois volts (LINDEN *et al.*, 2002; ROSEMBACK, 2004).

As baterias podem ser classificadas em primárias e secundárias, sendo que as baterias primárias não são recarregáveis, sendo descartadas após a sua descarga completa; como vantagens possuem baixo custo e são leves, sendo utilizadas em equipamentos portáteis. As baterias secundárias, por sua vez, são recarregáveis e os ciclos de carga e descarga variam conforme a tecnologia construtiva de cada bateria; sendo caracterizadas, em geral, por sua alta taxa de descarga, alta densidade de potência e bom desempenho a baixas temperaturas (LINDEN, *et al.*, 2002; ROSARIO, 2007). Devido às características supracitadas, as baterias secundárias têm preferência em aplicações relacionadas a sistemas de distribuição de energia elétrica às baterias primárias.

A escolha da bateria ideal para determinada aplicação está atrelada, sobretudo, à frequência de utilização (ciclo de carga e descarga) e considerando a duração do uso, conforme ilustra a Figura 14.

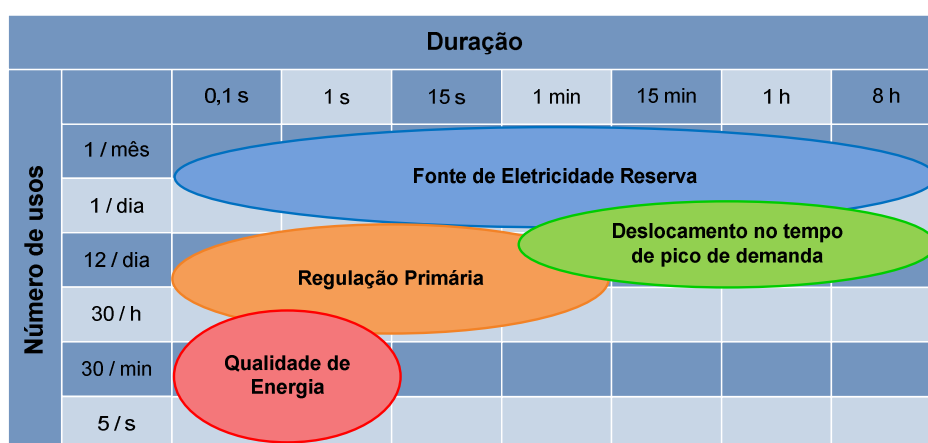
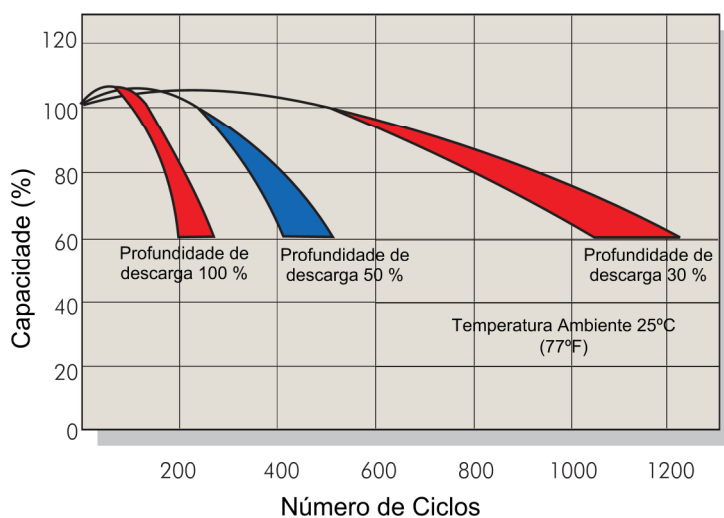


Figura 14 – Diferentes usos de sistemas de armazenamento de energia elétrica  
Fonte: Adaptado de IEC (2011).

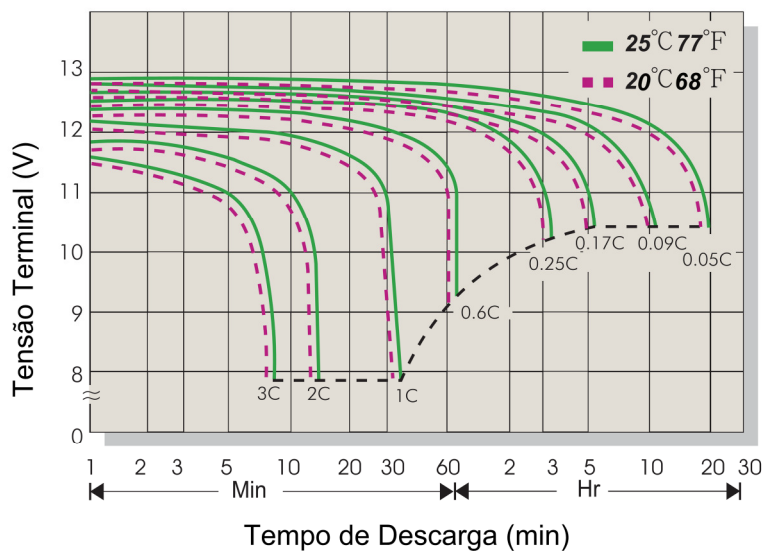
Na Figura 14 pode-se destacar que para aplicações em qualidade de energia, por exemplo, o tempo de descarga é de curta duração. Em contrapartida, a frequência de uso é elevada, podendo chegar a cinco vezes a cada segundo. Para aplicações de deslocamento no tempo de picos de demanda (do inglês, *timeshift*), o tempo de descarga varia entre 1 minuto e 8 horas, no entanto, a frequência de uso é reduzida, quando comparado com aplicações em qualidade de energia.

### 2.7.1 Carga e Descarga de Baterias de Chumbo-Ácido

A operação confiável de um banco de baterias exige um circuito auxiliar para atuar como controlador de carga e descarga desse sistema de armazenamento de energia. Além de realizar a tarefa principal de carga e descarga do banco de baterias, a utilização desse controlador garante um melhor aproveitamento da energia gerada e evita a degradação de sua matéria ativa precocemente, aumentando a vida útil das baterias eletroquímicas. Durante o processo de carga, o controlador deve adequar o fluxo de energia entregue ao banco de baterias, garantindo um carregamento completo, observando limites de tensão, corrente e temperatura do BESS. No processo de descarga, o controlador deve evitar o descarregamento do banco de baterias para níveis além da sua respectiva capacidade máxima. Um processo de descarga seguido de um processo de carga de modo que seja reestabelecida completamente a capacidade do banco de baterias é denominado ciclo. O número de ciclos que um banco de baterias é capaz de suportar define a sua vida útil (ROSEMBACK, 2004). A Figura 15 e a Figura 16 ilustram, respectivamente, o número de ciclos de uma bateria de chumbo ácido em função da sua capacidade e o tempo de descarga em função da tensão terminal dos módulos das baterias de chumbo ácido.



**Figura 15 – Ciclos de vida do banco de baterias TPL 121500A**  
**Fonte: Adaptado de Csb (2014).**



**Figura 16 – Tempo de descarga em função da tensão terminal do banco de baterias TPL 121500A**  
**Fonte: Adaptado de Csb (2014).**

Outro aspecto fundamental para a escolha de uma bateria é a sua profundidade de descarga. Esse parâmetro define qual o percentual em relação a sua capacidade nominal de energia armazenada que a bateria é capaz de fornecer sem que haja comprometimento da vida útil. Desse modo, existem baterias de chumbo-ácido com baixa profundidade de descarga, geralmente utilizadas em automóveis. As baterias com característica de alta profundidade de descarga são indicadas para aplicação de sistemas eólicos e fotovoltaicos de geração de energia elétrica (ROSEMBACK, 2004).

Quando a bateria é submetida a descargas que ultrapassam a profundidade de descarga estabelecida pelo fabricante, reduz-se a sua vida útil e nos casos de uma descarga muito profunda, o processo químico pode tornar-se irreversível, finalizando o tempo de operação da bateria. O processo de carga das baterias deve ser realizado de maneira adequada, conforme recomendações do fabricante, para evitar a redução da vida útil da bateria (LINDEN, *et al.*, 2002).

A corrente de descarga é geralmente definida em uma base conhecida como *C-rate*, que indica a taxa na qual a bateria se descarrega com relação a sua capacidade nominal. Por exemplo, uma *C-rate* de 1C (0,5C) significa que a bateria descarregaria sua capacidade nominal em 1 hora (2 horas) (LINDEN *et al.*, 2002). Quanto maior a *C-rate* menos energia o banco de baterias é capaz de fornecer até que o banco atinja a mínima tensão de operação.

Na Tabela 3 apresenta-se a característica de descarga de corrente *versus* descarga de tensão da bateria, na qual é possível verificar a diminuição na tensão final de cada célula, conforme aumenta-se a taxa de descarga da bateria. Frente a essas considerações, a estratégia de controle proposta nesse trabalho não faz uso da capacidade de descarga a taxas mais elevadas, objetivando aumentar a vida útil do banco de baterias e conseqüentemente diminuir custos com operação e manutenção.

**Tabela 3 – Descarga de corrente *versus* descarga de tensão de uma célula da bateria**

Tensão Final de Descarga por Célula (V)	1,75	1,70	1,60	1,30
Corrente de Descarga	$0,2C > I_{bat}$	$0,2C < I_{bat} < 0,5C$	$0,5C < I_{bat} < 1,0C$	$I_{bat} > 1,0C$

Rosemback (2004) destaca ainda que o processo de carga também pode danificar o banco de baterias. Basicamente, durante o processo de carga a tensão nos terminais do banco de baterias aumenta de forma gradual e lenta, atingindo determinado limite de tensão e cessando o acúmulo de energia no banco de baterias. É fundamental que a partir desse instante, interrompa-se a corrente de carga, caso contrário, o banco de baterias passa a consumir a energia excedente realizando a eletrólise da água contida no eletrólito. Isso ocasiona a perda excessiva

de água e conseqüentemente resulta no aumento da necessidade de manutenção para reposição de água no banco de baterias.

Neste trabalho, optou-se por utilizar como elemento controlador de carga e descarga do banco de baterias, um conversor CC-CC *buck-boost* bidirecional. As etapas *buck* (etapa de carga) e *boost* (etapa de descarga), basicamente são definidas com base na tensão no banco de baterias, tensão no barramento CC e nas condições de vento e carga e serão apresentadas com detalhes no capítulo 3.

## 2.8 Comentários Finais

Nesse capítulo foram apresentados os modos de operação típicos de sistemas eólicos, destacando as variáveis que cada conversor é responsável por controlar, considerando a operação do sistema interconectado à rede principal e a operação do sistema no modo autônomo. Foram apresentadas as principais tecnologias de turbinas eólicas e geradores elétricos utilizados na atualidade, além dos conversores de potência tipicamente empregados nos sistemas eólicos. As principais características dos sistemas de armazenamento de energia que utilizam bancos de baterias também foram avaliadas, incluindo a importância da utilização de um controlador de carga e descarga durante a operação desses sistemas.

No capítulo seguinte, apresenta-se a modelagem dos elementos que compõem o sistema eólico a ser utilizado nos estudos propostos, com o objetivo de viabilizar a operação autônoma desses subsistemas.

### 3. MODELAGEM DINÂMICA DO SISTEMA EÓLICO

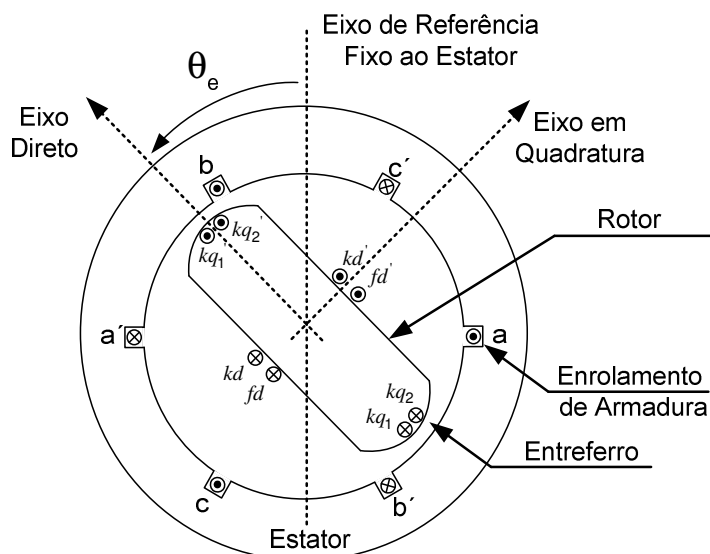
#### 3.1 Introdução

Em geral, os estudos dos fenômenos que ocorrem nos sistemas elétricos de potência são realizados por meio de modelos matemáticos que descrevem o seu comportamento. Normalmente, um modelo matemático é uma representação ou interpretação simplificada da realidade, sendo descrito por um conjunto de equações dinâmicas. Usualmente, são utilizadas as equações diferenciais que governam a dinâmica desses sistemas.

Neste capítulo será apresentada a modelagem dos elementos que compõem o sistema eólico a ser utilizado nos estudos propostos, com o objetivo de viabilizar a operação autônoma do sistema. Realizar-se-á a modelagem dinâmica do gerador síncrono, do conjunto rotacional turbina-gerador, dos conversores do lado do gerador e da carga. Além disso, a topologia do circuito controlador de carga e descarga do banco de baterias, que corresponde a um conversor CC-CC *buck-boost*, também é apresentada nesse capítulo.

#### 3.2 Modelo do Gerador Síncrono

Uma máquina síncrona é constituída por dois elementos principais: uma estrutura fixa, denominada de estator e uma estrutura girante, denominada rotor (ANAYA-LARA *et al.*, 2006). No rotor, a bobina do circuito de campo é alimentada com corrente contínua de forma que, por meio do movimento do rotor, em uma frequência constante, gera-se um campo magnético que induz uma tensão trifásica senoidal na bobina do circuito de armadura, fixa ao estator da máquina (OLIVEIRA, 2006). Neste trabalho, o gerador síncrono utilizado na unidade eólica corresponde à uma máquina síncrona trifásica com dois polos, conforme ilustra a Figura 17.



**Figura 17 – Representação da máquina síncrona de dois polos**  
**Fonte: Adaptado de Krause (2002).**

Os enrolamentos do estator  $a$ ,  $b$  e  $c$  estão deslocados  $120^\circ$  entre si. O rotor da máquina trifásica apresentada na Figura 17 é composto por um enrolamento de campo (enrolamento  $fd$ ) e três enrolamentos amortecedores (enrolamentos  $kd, kq_1, kq_2$ ). O enrolamento  $kd$  está disposto no mesmo eixo magnético do enrolamento de campo e os enrolamentos amortecedores  $kq_1$  e  $kq_2$  encontram-se deslocados  $90^\circ$  em relação ao eixo magnético do enrolamento de campo  $fd$  e do enrolamento amortecedor  $kd$ . O terceiro enrolamento amortecedor  $kq_2$  descreve o comportamento das correntes de Foucault do gerador síncrono.

A dinâmica eletromecânica da máquina é descrita por um conjunto de equações diferenciais em que as variáveis do modelo são grandezas elétricas e mecânicas. O modelo utilizado leva em consideração as dinâmicas do rotor, estator e dos enrolamentos amortecedores. Na modelagem que será apresentada na sequência, considera-se a máquina síncrona operando como gerador, ou seja, assume-se que a corrente que sai dos terminais do estator é positiva (KRAUSE, 2002). Considerando essa convenção, as equações das tensões no estator da máquina podem ser expressas na forma de matriz (BOLDEA, 2005), conforme

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s & 0 & 0 \\ 0 & r_s & 0 \\ 0 & 0 & r_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_A \\ \psi_B \\ \psi_C \end{bmatrix}, \quad (11)$$



onde  $v_a$ ,  $v_b$  e  $v_c$  correspondem às tensões nas fases a, b e c,  $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$  são as correntes nas fases a, b e c, respectivamente,  $\psi_a$ ,  $\psi_b$  e  $\psi_c$  representam os fluxos magnéticos resultantes das fases a, b e c e  $r_s$  é a resistência do estator da máquina.

O circuito do estator e do rotor da máquina trifásica estão magneticamente acoplados (MACHOWSKI *et al.*, 1997; KRAUSE, 2002). As equações do fluxo da máquina na referência do estator são descritas na forma compacta por

$$\begin{bmatrix} \psi_{ABC} \\ \psi_{JDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_S & L_{SR} \\ L_{SR}^T & L_R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ABC} \\ i_{JDQ} \end{bmatrix}, \quad (12)$$

onde  $\psi_{ABC}$  representa os fluxos magnéticos resultantes nas fases a, b e c,  $\psi_{JDQ}$  representam os fluxos magnéticos resultantes nos enrolamentos de campo do rotor e nos enrolamentos amortecedores de eixo d e eixo q,  $L_S$  representa a submatriz com as indutâncias do estator,  $L_{SR}$  representa a submatriz com as indutâncias mútuas do rotor e estator e  $L_R$  representa a submatriz com as indutâncias do rotor. As indutâncias apresentadas na equação (12) são expressas em função do ângulo elétrico  $\theta_e$  e dependem das características construtivas do gerador (KRAUSE, 2002; (MACHOWSKI *et al.*, 1997). Isso significa que as grandezas elétricas são representadas por funções que dependem da posição do rotor com relação a uma referência fixa do estator (KRAUSE, 2002). A dependência da posição  $\theta_e$  torna complexa a solução das equações que descrevem o modelo da máquina. Entretanto, essas equações podem ser simplificadas por meio da transformação de Park (dq0), que transforma um sistema abc em um sistema dq0 de modo que as grandezas dq0 obtidas são constantes e giram na velocidade síncrona (WU *et al.*, 2011). Por meio da transformação de Park, os enrolamentos a, b e c são substituídos por enrolamentos fictícios d, q e 0, que giram com a mesma velocidade do enrolamento de campo fixo ao rotor. Os enrolamentos fictícios dq0 estão posicionados no eixo direto do circuito de campo e no eixo em quadratura. Isso significa que existe um acoplamento magnético entre os enrolamentos fictícios do estator e os enrolamentos do rotor.

Para realizar a transformação abc-dq0 ou dq0-abc utilizam-se matrizes de transformação trigonométricas que são derivadas da projeção ortogonal das

variáveis abc sobre as componentes dq0 ou vice-versa (WU *et al.*, 2011). A matriz de transformação de Park é definida por

$$T_{dq0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta_e & \cos(\theta_e - 2/3\pi) & \cos(\theta_e + 2/3\pi) \\ -\text{sen} \theta_e & -\text{sen}(\theta_e - 2/3\pi) & -\text{sen}(\theta_e + 2/3\pi) \\ 0 & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}. \quad (13)$$

A transformação das tensões no sistema abc para tensões no sistema de referência dq0 pode ser descrito por

$$v_{dq0} = T_{dq0} v_{abc}. \quad (14)$$

Em (14),  $v_{dq0} = [v_q \quad v_d \quad v_0]$  e  $v_{abc} = [v_a \quad v_b \quad v_c]$ .

De modo análogo, esta transformação também pode ser realizada para as correntes das fases a, b e c. Desta forma, o novo conjunto de equações que representa o modelo da máquina transforma as correntes  $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$  do circuito do estator em correntes fictícias  $i_d$ ,  $i_q$  e  $i_0$ , em que a corrente  $i_d$  corresponde à “projeção” das correntes de fase ao longo de um eixo paralelo ao eixo magnético do enrolamento de campo, denominado de eixo direto (eixo d) e  $i_q$  corresponde a projeção das correntes de fase ao longo de um eixo atrasado de 90° com relação ao eixo direto, denominado de eixo em quadratura (eixo q) (OLIVEIRA, 2006). A variável  $i_0$  corresponde a uma corrente estacionária proporcional à corrente de sequência zero. Através dessas considerações, o novo conjunto de equações da máquina elétrica torna-se invariante no tempo, ou seja, as indutâncias da máquina se mantêm constantes em regime permanente (JIN, 2005; OLIVEIRA, 2006).

Em Krause (2002) é apresentado em detalhes o procedimento para a representação das tensões e fluxos da máquina do gerador síncrono em coordenadas dq0. As equações das tensões do gerador síncrono em coordenadas dq0 podem ser representadas pelo conjunto de equações (15) - (21).

$$v_{qs}^r = -r_s i_{qs}^r + \omega_r \lambda_{ds}^r + \frac{d}{dt} \lambda_{qs}^r, \quad (15)$$

$$v_{ds}^r = -r_s i_{ds}^r - \omega_r \lambda_{qs}^r + \frac{d}{dt} \lambda_{ds}^r, \quad (16)$$

$$v_{0s} = -r_s i_{0s} + \frac{d}{dt} \lambda_{0s}, \quad (17)$$

$$v_{kq1}^r = r'_{kq1} i_{kq1}^r + \frac{d}{dt} \lambda_{kq1}^r, \quad (18)$$

$$v_{kq2}^r = r'_{kq2} i_{kq2}^r + \frac{d}{dt} \lambda_{kq2}^r, \quad (19)$$

$$v_{fd}^r = r'_{fd} i_{fd}^r + \frac{d}{dt} \lambda_{fd}^r, \quad (20)$$

$$v_{kd}^r = r'_{kd} i_{kd}^r + \frac{d}{dt} \lambda_{kd}^r. \quad (21)$$

Nas equações (15) - (21),  $v_{ds}^r$  e  $i_{ds}^r$  representam a tensão e a corrente de eixo direto, respectivamente,  $v_{qs}^r$  e  $i_{qs}^r$  são a tensão e a corrente de eixo em quadratura,  $v_{fd}^r$  e  $i_{fd}^r$  correspondem a tensão e a corrente no enrolamento de campo,  $v_{kd}^r$  e  $i_{kd}^r$  são a tensão e a corrente do enrolamento amortecedor de eixo direto, respectivamente,  $v_{kq1}^r$ ,  $v_{kq2}^r$  e  $i_{kq1}^r$ ,  $i_{kq2}^r$  representam, respectivamente, as tensões e correntes dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura,  $r'_{fd}$  é a resistência de campo referida ao estator,  $r'_{kd}$  é a resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator,  $r'_{kq1}$ ,  $r'_{kq2}$  correspondem a resistência dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator.

Conforme demonstrado em Krause (2002), as equações de fluxo do gerador em coordenadas síncronas são representadas na forma expandida pelo conjunto de equações (22) - (28)

$$\lambda_{qs}^r = -L_{ls} i_{qs}^r + L_{mq} (i_{qs}^r + i_{kq1}^r + i_{kq2}^r), \quad (22)$$

$$\lambda_{ds}^r = -L_{ls} i_{ds}^r + L_{md} (i_{ds}^r + i_{fd}^r + i_{kd}^r), \quad (23)$$

$$\lambda_{0s} = -L_{ls} i_{0s}, \quad (24)$$

$$\lambda_{kq1}^r = L'_{lkq1} i_{kq1}^r + L_{mq} (-i_{qs}^r + i_{kq1}^r + i_{kq2}^r), \quad (25)$$

$$\lambda'_{kq2} = L'_{lkq2} i'_{kq2} + L_{mq} (-i'_{qs} + i'_{kq1} + i'_{kq2}), \quad (26)$$

$$\lambda'_{fd} = L'_{lfd} i'_{fd} + L_{md} (-i'_{ds} + i'_{fd} + i'_{kd}), \quad (27)$$

$$\lambda'_{kd} = L'_{lkd} i'_{kd} + L_{md} (-i'_{ds} + i'_{fd} + i'_{kd}). \quad (28)$$

Nas equações (22) - (28),  $L_{md}$  representa a indutância mútua de eixo direto,  $L_{mq}$  é a indutância mútua de eixo em quadratura,  $L'_{lfd}$  é a indutância do enrolamento de campo referida ao estator,  $L'_{lkd}$  é a indutância do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator,  $L'_{lkq1}, L'_{lkq2}$  representam as indutâncias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator,  $\lambda'_{ds}, \lambda'_{qs}$  correspondem, respectivamente, aos fluxos de eixo direto e quadratura,  $\lambda'_{fd}$  é o fluxo no enrolamento de campo,  $\lambda'_{kd}$  corresponde ao fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direto,  $\lambda'_{kq1}, \lambda'_{kq2}$  representam os fluxos nos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura.

A partir das equações de tensão e fluxo da máquina apresentadas em (15)-(28), é possível construir o circuito equivalente do gerador síncrono no sistema dq0 de referência, conforme ilustra a Figura 18 (KRAUSE, 2002). O modelo detalhado do gerador síncrono utilizado nesse trabalho também está disponível na biblioteca do *SimPowerSystems* do *Simulink*®.

Nesse trabalho, a estrutura geral do sistema de excitação utilizado no modelo elétrico do gerador síncrono é ilustrada na Figura 19. Conforme ilustra a figura em questão, o modelo utiliza um estimador de fluxo para gerar a tensão de campo  $V_f$  que irá alimentar a bobina do circuito de campo da máquina. O valor de fluxo estimado ( $\psi_m$ ) é obtido em função das tensões e correntes de eixo direto e de eixo em quadratura e em função da velocidade mecânica do gerador. O fluxo estimado é comparado com o fluxo de referência ( $\psi_{ref}$ ) e por meio da utilização de um controlador do tipo proporcional-integral, gera-se a tensão de campo que é aplicada no circuito de campo do gerador síncrono.

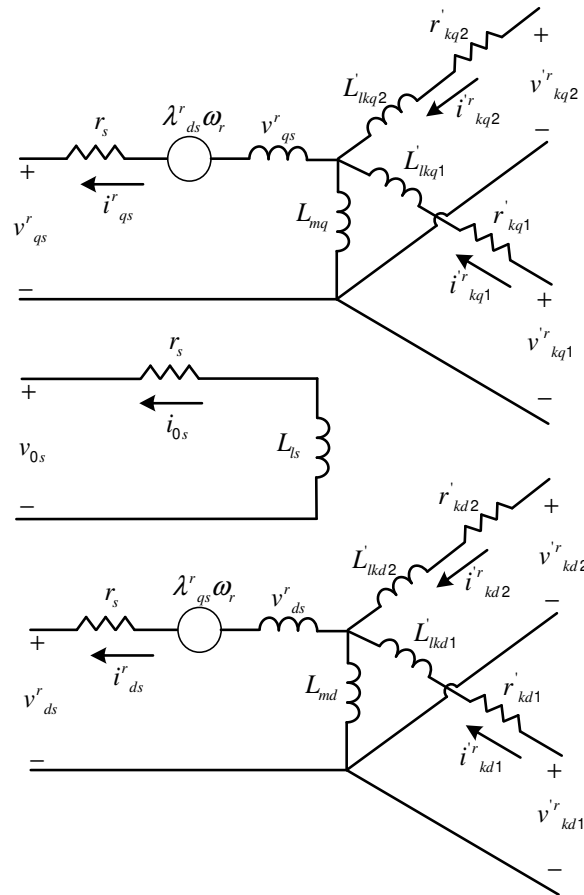


Figura 18 – Circuito equivalente de uma máquina síncrona trifásica com referência fixa ao rotor  
Fonte: Adaptado de Krause (2002).

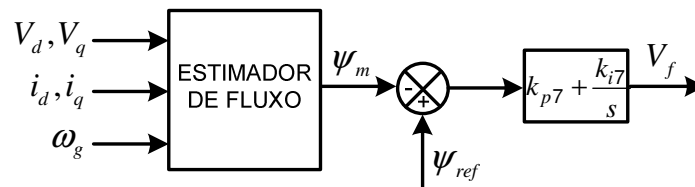
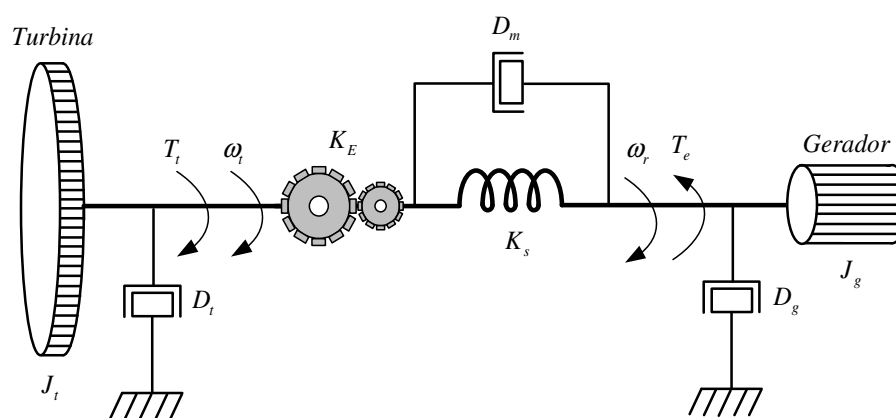


Figura 19 – Diagrama ilustrativo do sistema de excitação do gerador síncrono.

### 3.3 Modelo Mecânico do Conjunto Turbina-Gerador

O conjunto turbina-gerador pode ser visto como um sistema multi-massas composto por três inércias: a inércia do rotor do gerador, do eixo da turbina e das pás. Em contrapartida, a representação do modelo da turbina eólica considerando três massas aumenta a complexidade da modelagem matemática, fato que não é desejado para estudos de estabilidade de sistemas de potência (PERDANA, 2008). Desta forma, normalmente utiliza-se o modelo de duas massas, proposto

inicialmente por Hinrichsen e Nolan (1982). A derivação do modelo de três massas para o modelo de duas massas é apresentada por Ramtharan *et al.* (2007). Nesse modelo, o sistema é representado como um conjunto de duas inércias (turbina e gerador) conectadas entre si por meio de um eixo, conforme a Figura 20. O rotor da turbina eólica pode ser acoplado diretamente ao eixo do gerador ou por meio de uma caixa multiplicadora de velocidades. Na Figura 20, uma caixa de engrenagens com uma relação  $K_E$  é utilizada para realizar o acoplamento do lado de baixa velocidade da turbina eólica com o lado de alta velocidade do gerador (ROCHA, 2008; PERDANA, 2008).



**Figura 20 – Ilustração do sistema mecânico de duas massas girantes ilustrando o conjunto turbina-gerador**

Fonte: Adaptado de Rocha (2008) e Perdana (2008).

O modelo apresenta três componentes de amortecimento, o amortecimento da turbina  $D_t$  (do Inglês, *Turbine Self Damping*), que representa a resistência aerodinâmica das pás da turbina, amortecimento do gerador  $D_g$  (do Inglês, *Generator Self Damping*), emulando a fricção mecânica do gerador, e amortecimento do eixo de acoplamento  $D_m$  (do Inglês, *Mutual Damping*). O coeficiente  $K_s$  representa a rigidez do eixo de acoplamento (PERDANA, 2008). As equações que regem o modelo de duas massas para representar o conjunto turbina-gerador utilizado neste trabalho, considerando apenas o amortecimento mútuo, são representadas pelas equações (29) - (32),

$$2H_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_t - K_s (\theta_g - \theta_t) - D_m (\omega_g - \omega_t), \quad (29)$$

$$2H_g \frac{d\omega_g}{dt} = -T_e + K_s (\theta_g - \theta_t) + D_m (\omega_g - \omega_t), \quad (30)$$

$$\frac{d\theta_t}{dt} = \omega_t, \quad (31)$$

$$\frac{d\theta_g}{dt} = \omega_g. \quad (32)$$

Nas equações (29)-(32),  $H_g$  e  $H_t$  representam, respectivamente, a constante de inércia do gerador e da turbina,  $\omega_g$  corresponde a velocidade angular mecânica do rotor do gerador,  $\omega_t$  representa a velocidade mecânica no eixo da turbina,  $\theta_g$  e  $\theta_t$  representam, respectivamente, a posição angular mecânica do rotor do gerador e da turbina,  $T_g$  e  $T_t$  representam o torque mecânico no gerador e na turbina eólica, respectivamente.

No estudo proposto a dinâmica torcional do conjunto turbina-gerador não afeta de forma relevante o comportamento elétrico do sistema. Dessa forma, pode-se considerar que o eixo da turbina é rígido (sem elasticidade, de modo que  $\omega_g = \omega_t$ ) e utilizar um modelo com apenas uma massa equivalente girante (ROCHA, 2008). Nesse caso, são removidas as constantes  $K_s$  e  $D_m$ . A equação (33) descreve a representação do modelo de uma massa, simplificado a partir do modelo de duas massas (PERDANA, 2008).

$$2(H_t + H_g) \frac{d\omega_r}{dt} = T_t - T_e = T_a. \quad (33)$$

Em (33),  $T_a$  é o torque acelerante. Em regime permanente, não há aceleração, de maneira que  $T_a = 0$ . Entretanto, durante perturbações,  $T_a \neq 0$ .

A expressão do torque eletromagnético em função das variáveis elétricas do gerador pode ser descrita por (KRAUSE, 2002)

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) (\lambda_{ds}^r i_{qs}^r - \lambda_{qs}^r i_{ds}^r). \quad (34)$$

Em geral, as variáveis e constantes do sistema são referenciadas para uma mesma base de velocidade e torque. Normalmente, o lado do gerador, lado de alta velocidade, é utilizado como referência, como descrito nas equações (35)-(37).

$$T_t^g = K_E^{-1} \cdot T_t, \quad (35)$$

$$\omega_g = K_E \cdot \omega_t, \quad (36)$$

$$J_{T+G} = J_G + K_E^{-2} \cdot J_T, \quad (37)$$

onde  $T_t^g$  representa o torque no eixo da turbina referenciado ao lado de alta velocidade,  $J_G$  e  $J_T$  correspondem ao momento de inércia do gerador e da turbina, respectivamente e  $J_{T+G}$  representa o momento de inércia total do conjunto turbina-gerador referenciado no lado do gerador.

### 3.4 Controle do Conversor do Lado do Gerador

Em sistemas eólicos, normalmente utilizam-se retificadores trifásicos não controlados seguidos de um estágio elevador CC-CC, conectados a um gerador síncrono, garantindo baixo custo e robustez à retificação e ao controle da tensão do barramento CC (COSTA, 2012; COLLIER, 2011). Entretanto, a utilização desse tipo de retificador impõe desafios intrínsecos com relação à máxima potência que pode ser drenada do gerador, uma vez que não há controle sobre as componentes de eixo direto e de eixo em quadratura das correntes do GS.

Os componentes do conversor CC-CC elevador estão submetidos a grandes esforços de corrente e, portanto, as perdas não estão bem distribuídas. Para minimizar os grandes esforços de corrente no conversor CC-CC, podem ser utilizados um maior número de diodos semicondutores conectados em paralelo ou ainda empregar técnicas de *interleaving*. O fato é que apesar de melhorar alguns aspectos, a utilização dessas técnicas não melhora a qualidade e a controlabilidade das correntes drenadas do GS (COLLIER, 2011; WU *et al.*, 2011).

Nesse contexto, utiliza-se neste trabalho um retificador trifásico a diodos seguido de um estágio elevador CC-CC, conectados a um gerador síncrono. Os



detalhes da topologia e funcionamento do circuito retificador são apresentados na seção subsequente.

### 3.4.1 Retificador Trifásico Não Controlado

O retificador trifásico de onda completa não controlado é constituído por seis diodos retificadores  $D_1, D_2, D_3, D_4, D_5$  e  $D_6$  que estão divididos em três braços, sendo que cada braço está ligado a uma das fases do gerador (COSTA, 2012; FILHO, 2010; BARBI, 2006).

Na Figura 21, a ilustração da estrutura típica de um retificador não controlado de onda completa é apresentada (COSTA, 2012). No sistema proposto neste trabalho, utiliza-se um retificador não controlado na configuração ponte de *Graetz*, que consiste em uma associação série de dois retificadores do tipo estrela (ou de ponto médio), conforme a Figura 21 (FILHO, 2010; BARBI, 2006).

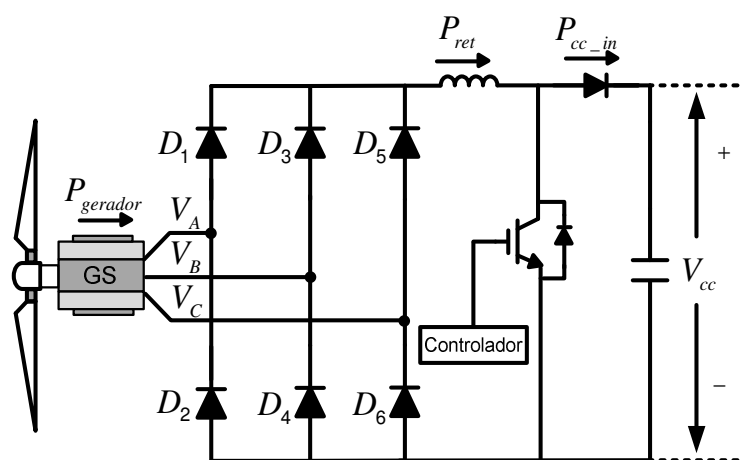


Figura 21 – Ilustração da estrutura típica de um retificador não controlado de onda completa.

Desprezando as perdas no retificador, pode-se considerar que a potência de saída do gerador  $P_{gerador}$  é igual a potência na saída da ponte retificadora  $P_{ret}$ . A potência trifásica no estator do gerador é dada por (BULHOSA, 2009)

$$P_{gerador} = 3 \cdot V_s I_s, \quad (38)$$

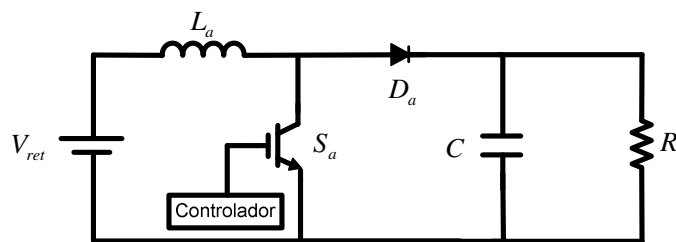
onde  $V_s$  e  $I_s$  correspondem, respectivamente, aos valores da tensão e corrente de fase na saída do gerador. O valor médio da tensão de linha do gerador ( $V_{LL-m\u00e9dio}$ ) \u00e9 dado por (BULHOSA, 2009; BARBI, 2006)

$$V_{LL-m\u00e9dio} = \frac{3}{\pi} \int_{-\pi/6}^{\pi/6} \sqrt{3}\sqrt{2} \cdot V_s \cos(\omega t) d(\omega t) = 1,35 \cdot \sqrt{3} \cdot V_s. \quad (39)$$

A partir do valor m\u00e9dio da tens\u00e3o na sa\u00edda do gerador \u00e9 poss\u00edvel escrever a tens\u00e3o na sa\u00edda do retificador de acordo com

$$V_{d1} = 1,35 \cdot V_{LL-m\u00e9dio}. \quad (40)$$

Conforme ilustrado na Figura 21, o controle da pot\u00eancia ativa extra\u00edda pelo gerador s\u00edncrono \u00e9 realizado por meio de um conversor elevador de tens\u00e3o (*boost*). O conversor *boost*, conforme ilustrado na Figura 22, \u00e9 um regulador CC-CC elevador de tens\u00e3o, do tipo n\u00e3o isolado. Pode apresentar tr\u00eas modos de opera\u00e7\u00e3o, sendo eles, o modo de condu\u00e7\u00e3o cont\u00ednuo (MCC), o modo de condu\u00e7\u00e3o cr\u00edtico e o modo de condu\u00e7\u00e3o descont\u00ednuo (MCD) (FILHO, 2010). O controlador ilustrado no circuito da Figura 22 \u00e9 respons\u00e1vel pelo controle da velocidade do conjunto turbina-gerador por meio da pot\u00eancia ativa extra\u00edda do GS e ser\u00e1 descrito com detalhes no cap\u00edtulo 4, onde ser\u00e1 apresentada a estrat\u00e9gia de controle proposta para a opera\u00e7\u00e3o ilhada do sistema e\u00f3lico.



**Figura 22 – Ilustra\u00e7\u00e3o do circuito de um conversor *boost*.**

Para o conversor *boost*, a raz\u00e3o entre a tens\u00e3o de sa\u00edda  $V_0$  e a tens\u00e3o de entrada  $V_{IN}$  est\u00e1 relacionada \u00e0 raz\u00e3o c\u00edclica  $D$  conforme

$$\frac{V_0}{V_{IN}} = \frac{1}{1-D}, \text{ para } 0 \leq D < 1, \quad (41)$$

onde a raz\u00e3o c\u00edclica \u00e9 dada por

$$D = \frac{t_{on}}{T_s}. \quad (42)$$

Em (42),  $T_s$  é o período de chaveamento e  $t_{on}$  representa o período em que a chave semicondutora permanece ligada. A relação entre a corrente de entrada do conversor *boost*  $I_i$  e a corrente de saída  $I_o$ , por sua vez, pode ser escrita por

$$\frac{I_o}{I_i} = 1 - D, \text{ para } 0 \leq D < 1. \quad (43)$$

As tecnologias para o desenvolvimento de dispositivos semicondutores de potência têm evoluído significativamente nas últimas décadas, sobretudo, pela necessidade de processamento da energia elétrica em potências cada vez mais elevadas, podendo operar com tensões em níveis de quilo-volts (kV) e correntes em níveis de quilo-ampères (kA) (RAHIMO, 2014; BELTRAME, 2009; PARK, *et al.*, 2005). Entretanto, uma prática comum de projetistas é utilizar a associação em série e paralelo desses dispositivos semicondutores de baixo custo. Nesse cenário, para aplicações com correntes de magnitude elevada, utilizam-se normalmente estágios (associações) de dispositivos semicondutores em paralelo, aumentando a capacidade de condução de corrente do conversor e reduzindo as perdas, visto que nesta configuração, ocorre a divisão da corrente entre as chaves semicondutoras. Em contrapartida, para aplicações com tensões elevadas, é comum a utilização de componentes com conexão série, reduzindo a tensão de acordo com o número de chaves utilizadas. As principais vantagens da utilização de estágios em série e paralelo são a redução das perdas, melhoria da estabilidade e confiabilidade da estrutura, e em alguns casos, redução dos custos (XIONG *et al.*, 2005; BELTRAME, 2009).

Além do uso de chaves semicondutoras que operam em paralelo, uma prática comum é a utilização de células *boost* em paralelo, que operam de forma intercalada. Com isso, torna-se possível extrair vantagens adicionais do conversor de potência (BELTRAME, 2009). Essa nova estrutura é denominada de técnica de intercalamento (no Inglês, *Interleaving*), em que promove-se a distribuição de potência entre as células *boost*. As células são geralmente conectadas em paralelo e operam com a mesma frequência de chaveamento, porém, com períodos de chaveamentos defasados entre si. Uma das principais vantagens da utilização da

técnica de *interleaving* consiste na redução na amplitude do *ripple* da corrente de entrada. Com isso, promove-se a redução do estresse nos dispositivos semicondutores do circuito, redução nas perdas por condução, redução no tamanho do conversor, redução no tamanho do indutor, aumento da eficiência do conversor, entre outras. Em função das inúmeras vantagens associadas à técnica de intercalamento de conversores de potência, percebe-se um aumento significativo na utilização dessa técnica para aplicações de alta potência (XIONG *et al.*, 2005), sobretudo pelo fato da corrente que circula através das chaves semicondutoras ser uma fração da corrente total de entrada. Xiong *et al.* (2005), por exemplo, propõe a utilização de um conversor *boost* intercalado de três níveis para aplicação em sistemas na ordem de MW. Do mesmo modo, Park *et al.* (2006) apresenta os aspectos de operação e controle de vários estágios de conversores *boost* intercalados para o processamento da energia elétrica em potências elevadas. Entretanto, o emprego da técnica de intercalamento apresenta algumas desvantagens, como por exemplo, o aumento no número de componentes no circuito como no caso das chaves, diodos, indutores e dos circuitos de comando. Esse aumento provoca um acréscimo significativo no custo de implementação da topologia quando comparada com o conversor *boost* convencional. A complexidade no controle do conversor intercalado também é maior, sendo esse um dos maiores desafios na implementação da topologia (BELTRAME, 2009).

Nesse contexto, recentes avanços na tecnologia dos dispositivos semicondutores utilizados em aplicações de alta potência (potências na ordem de MW) tem sido verificados e três tipos de chaves semicondutoras são dominantes nessas aplicações: Tiristor Controlado por Fase (ou PCT, do Inglês *Phase Controlled Thyristor*), Tiristor Comutado por Comporta Integrada (ou IGCT, do Inglês *Integrated Gate-Comutated Thyristor*) e Transistor Bipolar de Porta Isolada (ou IGBT, do Inglês *Insulated Gate Bipolar Transistor*) (RAHIMO, 2014). Uma extensão do modelo convencional do IGBT é o transistor bipolar de porta isolada de alta tensão (ou HVIGBT, do Inglês, *High-Voltage Integrated Gate-Comutated Thyristor*) utilizado em aplicações que requerem um valor de tensão no barramento CC de até 3,6 kV. Com isso, torna-se possível minimizar o número de conexões série das chaves semicondutoras (RAHIMO, 2014). A fabricante Infineon, por exemplo, fornece modelos de IGBT de alta corrente (IGBT *High Current Modules*) com tensão nominal de 1700 V e faixas de corrente que variam entre 400 A e 3600 A. A Tabela 4

apresenta os principais dispositivos semicondutores disponíveis comercialmente pela fabricante Infineon, apresentando os níveis de tensão e corrente suportados por cada chave semicondutora (INFINEON, 2014).

**Tabela 4 – Dispositivos semicondutores disponíveis comercialmente pela fabricante Infineon**

Classe	Tipo	Tensão	Faixas de corrente
Módulos de IGBT para baixa potência	EasyPIM™, EasyPACK, EasyDUAL, EasyBRIDGE™, EconoPACK™, EconoPim™, eupec™, EconoBRIDGE™	600 V 1200 V 1700 V	6...200 A
Módulos de IGBT para média potência	34 mm, 62 mm, EconoPACK™ 4, EconoDUAL™, EconoPACK™ +	600 V 1200 V 1700 V	50...900 A
Módulos de IGBT para alta potência	PrimePACK™ 2 e 3  IHM  IHV	1200 V 1700 V 600 V 1200 V 1700 V 3300 V 6500 V	450...1400 A 450...1000 A  200...1200 A 450...1400 A
High Power Bipolar Discs	Diodos	200...9000 V	1000...8400 A

**Fonte: Infineon (2014).**

### 3.5 Controle do Conversor do Lado da Carga

Nos sistemas com alto nível de inserção de unidades de geração convencionais baseadas em geradores síncronos, a frequência do sistema é geralmente controlada pelas máquinas síncronas. Nesse tipo de sistema, os conversores das unidades eólicas são sincronizados com a rede e seguem a frequência definida pelos geradores síncronos por meio de uma malha de captura de fase (PLL, do Inglês, *Phase-Locked Loop*). Nesses casos, o sistema de controle da unidade eólica atua no conversor de forma a controlar a potência ativa e reativa injetada no sistema pelo conversor. Entretanto, nos casos de operação ilhada ou isolada da geração eólica, o sistema de controle da unidade eólica deve ser alterado

para controlar a frequência e a magnitude da tensão no sistema isolado, com o objetivo de garantir a operação confiável da rede ilhada ou isolada.

De acordo com Teodorescu *et al.* (2011), as turbinas eólicas com potência nominal de 2 MW têm sido a categoria *best seller* da atualidade. Segundo os autores, um dos principais motivos para a crescente utilização de turbinas desse porte é a possibilidade do uso de topologias de conversores que utilizam uma única célula (no Inglês, *Single-Cell Topologies*) com apenas seis chaves semicondutoras. De acordo com Teodorescu *et al.* (2011), para sistemas eólicos com potência superior a 2 MW, soluções com topologias multiníveis se caracterizam como soluções mais atraentes (TEODORESCU *et al.* 2011).

Blaabjerg *et al.* (2012) afirma que na atualidade os conversores de potência mais utilizados em sistemas eólicos na faixa de 1,5 - 3 MW são os conversores com topologia de dois níveis. Um dos principais requisitos utilizados na comparação entre diferentes conversores de potência para sistemas eólicos é a densidade de potência, cujos valores típicos encontram-se na faixa de 0,24 - 0,47 MVA/m<sup>3</sup>. A utilização de conversores em paralelo pode aumentar a densidade de potência para valores de até 0,58 MVA/m<sup>3</sup> (BLAABJERG *et al.*, 2012).

Para sistemas eólicos de velocidade variável baseados em conversor completo com potência nominal entre 3 - 7 MW, normalmente utilizam-se conversores multiníveis como forma de reduzir os custos iniciais e de operação. Essa topologia de conversores é apresentada com maiores detalhes no trabalho de Blaabjerg *et al.* (2012). A Figura 23 apresenta a ilustração da configuração do conversor do lado da rede da unidade eólica autônoma adotada neste trabalho. O conversor em questão é um inversor trifásico de dois níveis.

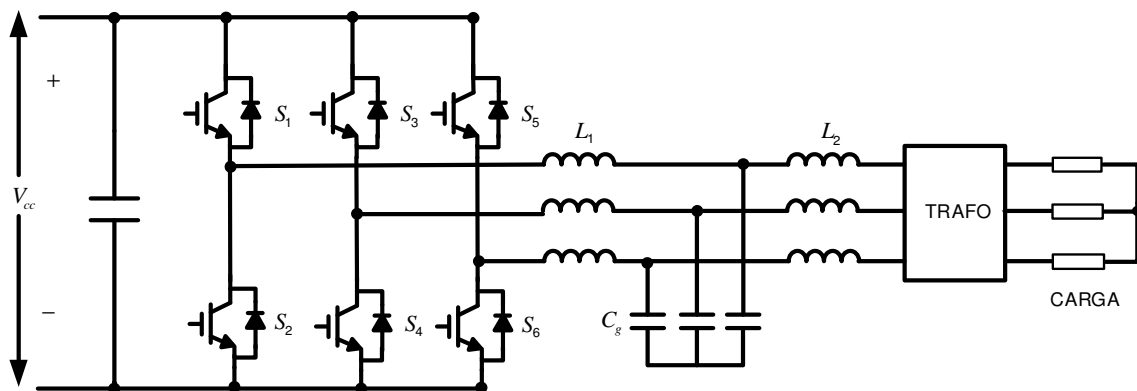


Figura 23 – Ilustração da estrutura típica de um inversor VSI trifásico de onda completa.

A configuração do conversor apresentada na Figura 23 utiliza seis chaves semicondutoras de potência, associadas a seis diodos de retorno. O período de comutação para cada estado é de  $60^\circ$  e o número de estados por comutação são seis. Isso significa que há um intervalo de  $60^\circ$  entre o fim de condução da chave  $S_1$  e o começo da condução da chave  $S_4$  (AHMED, 2000). O mesmo ocorre para o conjunto de chaves  $S_3$  e  $S_6$  e o conjunto de chaves  $S_2$  e  $S_5$ . As chaves semicondutoras são abertas e fechadas de maneira periódica em uma sequência apropriada, fornecendo a tensão desejada para a carga. Em cada estado de comutação, apenas três interruptores estão ligados ao mesmo tempo, de forma a eliminar a possibilidade de curto circuito na fonte CC. Além disso, os interruptores de um mesmo braço não devem ser ligados simultaneamente. Os sistemas trifásicos podem conter mais um braço, caso sejam aplicados a sistemas trifásicos que utilize neutro (COSTA, 2012). A Tabela 5 mostra os estados de comutação possíveis e as respectivas tensões na saída do inversor para o circuito da Figura 23.

**Tabela 5 – Estados de comutação do inversor trifásico de onda completa**

Estado	$S_1$	$S_4$	$S_3$	$S_6$	$S_5$	$S_2$	$V_{ab}$	$V_{bc}$	$V_{ca}$
1	+	-	-	+	-	+	$+V_{cc}$	0	$-V_{cc}$
2	+	-	+	-	-	+	0	$+V_{cc}$	$-V_{cc}$
3	-	+	+	-	-		$-V_{cc}$	$+V_{cc}$	0
4	+	-	+	-	+	-	0	0	0
5	-	+	+	-	+	-	$-V_{cc}$	0	$+V_{cc}$
6	-	+	-	+	+	-	0	$-V_{cc}$	$+V_{cc}$
7	+	-	-	+	+	-	$+V_{cc}$	$-V_{cc}$	0
8	-	+	-	+	-	+	0	0	0

O princípio básico da modulação por largura de pulso (PWM, do inglês, *Pulse Width Modulation*) para o conversor VSC de dois níveis é descrito na sequência, onde  $v_{ma}$ ,  $v_{mb}$  e  $v_{mc}$  são os sinais senoidais de controle e  $v_{cr}$  é o sinal triangular da portadora. A operação das chaves  $S_1-S_4$  é determinada através da comparação entre os sinais de controle da moduladora e da portadora. Quando  $v_{ma} > v_{cr}$ , a chave  $S_1$  é ligada, enquanto  $S_4$  mantém-se desligada, ou seja, operam de maneira complementar. Nesse caso, a tensão resultante  $v_{aN}$  é igual a tensão  $V_{cc}$ . Quando  $v_{ma} < v_{cr}$ , a chave  $S_4$  está ligada e  $S_1$  desligada, sendo que durante esse intervalo de tempo,  $v_{aN} = 0$ . Desta forma, percebe-se que o valor de  $v_{aN}$  possui apenas dois valores distintos: 0 ou  $V_{cc}$ , característica que define o conversor como

sendo de dois níveis. Para evitar curto-circuito durante o chaveamento intercalado de  $S_1$  e  $S_4$  ( $S_3$  e  $S_6$ ,  $S_2$  e  $S_5$ , respectivamente), normalmente utiliza-se um tempo *off* (tempo morto) enquanto ambas as chaves estão desligadas (WU *et al.*, 2011).

A tensão na saída do inversor pode ser controlada através do índice de modulação  $m_a$  (WU *et al.*, 2011), dado por

$$m_a = \frac{V_m}{V_{cr}}, \quad (44)$$

onde  $V_m$  e  $V_{cr}$  correspondem, respectivamente, aos valores da tensão de pico do sinal de controle (moduladora) e da portadora. Geralmente o índice de modulação  $m_a$  é ajustado variando-se o sinal de tensão de controle  $V_m$ , enquanto  $V_{cr}$  é mantido fixo (WU *et al.*, 2011). O valor da tensão RMS de linha na saída do inversor ( $V_{LL}$ ), considerando o índice de modulação  $m_a$ , é dado por (RUCHIKA, 2012)

$$V_{LL} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} m_a V_{cc} = 0,612 m_a V_{cc}. \quad (45)$$

### 3.5.1 Estratégia de Controle do Conversor do Lado da Carga

Conforme mencionado, o conversor do lado da carga deve ser controlado de forma a manter a tensão e a frequência na carga em um valor constante (por exemplo, 380 V e 60 Hz). Para atingir esse propósito, implementa-se um regulador de tensão que tem por objetivo gerar um índice de modulação apropriado para realizar o chaveamento do inversor. O sistema de controle do conversor do lado da carga considerando a operação ilhada é apresentado na Figura 24.



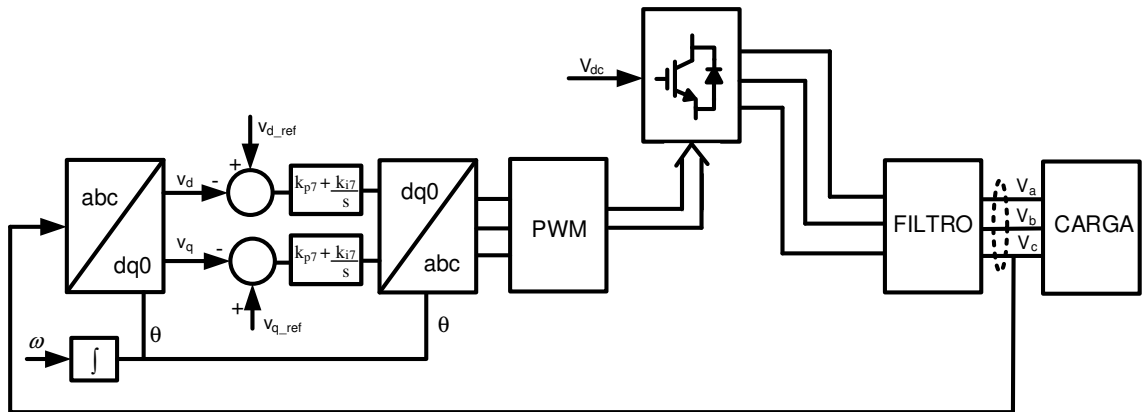


Figura 24 – Sistema de controle para a regulação da tensão e da frequência na carga.

Na Figura 24,  $V_d$  e  $V_q$  representam, respectivamente, a tensão de eixo direto e a tensão de eixo em quadratura,  $V_{d\_ref}$  e  $V_{q\_ref}$  são os valores de referência a tensão de eixo direto e a tensão de eixo em quadratura, respectivamente. O funcionamento do sistema de controle consiste em medir a tensão na carga  $V_{abc}$  e realizar a transformação abc para dq0 (transformada de park), simplificando o tratamento matemático do sinal. A partir disso, comparam-se os valores obtidos com os valores de referência ( $V_{d\_ref} = 1$  e  $V_{q\_ref} = 0$ ).

Os controladores proporcional e integral, apresentados na Figura 24, atuam com base na diferença entre o valor medido e o valor de referência das tensões de eixo direto ( $V_d$  e  $V_{d\_ref}$ ) e das tensões de eixo em quadratura ( $V_q$  e  $V_{q\_ref}$ ). As saídas dos controladores em questão geram um índice de modulação apropriado para o chaveamento do inversor. Por fim, realiza-se a transformação do sinal  $V_d$  e  $V_q$  para tensões trifásicas  $V_{abc}$ , cujos valores modulados são utilizados para gerar o sinal PWM que atua nos dispositivos semicondutores do inversor e, desse modo, mantém a tensão na carga em um valor constante.

Além de realizar o controle de tensão da carga elétrica do sistema, o conversor do lado da carga tem a função adicional de manter a frequência elétrica do sistema constante. A frequência elétrica do sistema é controlada por meio de uma malha de sincronismo de fase virtual (PLL, do inglês, *Phase Locked Loop*) (SONG *et al.*, 2003; HARUNI, 2012a).

### 3.6 Controle do Conversor CC-CC Bidirecional Responsável pela Carga e Descarga do Banco de Baterias

Nos sistemas eólicos que utilizam como dispositivo de armazenamento de energia bancos de baterias, é fundamental a utilização de um equipamento responsável por monitorar e controlar o processo de carga e descarga desses elementos. Em geral, a literatura denomina esse dispositivo como controlador de carga e descarga do banco de baterias (ROSEMBACK, 2004). O principal objetivo do controlador de carga e descarga do banco de baterias é evitar possíveis danos tanto por sobrecarga quanto por descarga profunda que possam danificar ou aumentar a necessidade de manutenção (FILHO, 2010). Normalmente, dois circuitos compõem o controlador de carga e descarga de um banco de baterias (ROSEMBACK, 2004):

1. Circuito de controle: Responsável por monitorar as grandezas de tensão, corrente e temperatura do banco de baterias e, por meio do processamento dessas informações, realizar o comando do circuito de comutação.
2. Circuito de comutação: As chaves semicondutoras são os elementos principais do circuito de comutação e controlam a corrente de carga e descarga do BESS.

O modelo utilizado neste trabalho para representar o banco de baterias considera uma fonte de tensão controlada com resistência constante, conforme ilustra a Figura 25.

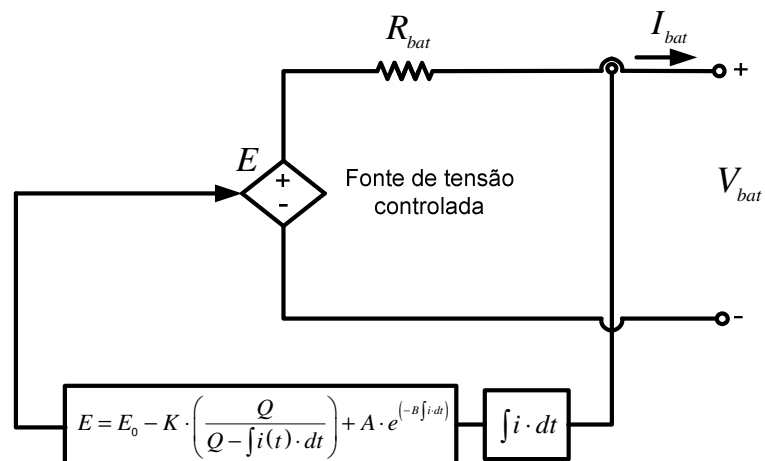


Figura 25 – Modelo genérico da bateria utilizada no sistema eólico autônomo  
Fonte: Adaptado de BHENDE *et al.*, (2011).

A tensão interna da fonte de tensão controlada é descrita por

$$E = E_0 - K \cdot \left( \frac{Q}{Q - \int i(t) \cdot dt} \right) + A_1 \cdot e^{(-B \int i \cdot dt)}, \quad (46)$$

onde  $E$  corresponde a tensão interna do banco de baterias,  $E_0$  representa a tensão no banco de baterias sem carga,  $K$  correspondente a tensão de polarização,  $Q$  é a capacidade da bateria em Ah,  $A_1$  corresponde a amplitude de tensão exponencial e  $B$  corresponde a capacidade exponencial em  $\text{Ah}^{-1}$ . Desta forma, a tensão nos terminais do banco de baterias é representada por

$$V_{bat} = E - R_{bat} \cdot I_{bat}, \quad (47)$$

onde  $V_{bat}$  representa a tensão nos terminais do banco de baterias,  $R_{bat}$  corresponde a resistência interna e  $I_{bat}$  representa a corrente que flui pelo banco de baterias.

O valor do estado de carga do banco de baterias pode ser equacionado de acordo com

$$SOC = 100 \cdot \left( 1 - \frac{1}{Q} \int i(t) \cdot dt \right). \quad (48)$$

Nas seções subsequentes, apresenta-se a proposta do controlador de carga e descarga do banco de baterias para a conexão em paralelo com o barramento CC. A topologia utilizada é baseada em um conversor CC-CC bidirecional *buck-boost*. É importante destacar que o circuito controlador de carga deve possibilitar o fluxo de energia tanto no sentido barramento CC para o banco de baterias quanto no sentido do banco de baterias para o barramento CC.

### 3.6.1 Conversor CC-CC *Buck-Boost*

Os conversores estáticos CC-CC são dispositivos que recebem um nível de tensão ou corrente contínua nos seus terminais de entrada e ajustam para um valor desejado de tensão ou corrente, ainda contínua, nos terminais de saída. É por

meio de uma estratégia de comando que realiza a abertura e o fechamento das chaves semicondutoras do circuito que se obtém um nível diferente de tensão nos terminais de saída. As principais topologias de conversores estáticos CC-CC são:

1. Conversor abaixador de tensão (no Inglês, DC-DC *buck*).
2. Conversor elevador de tensão (no Inglês, DC-DC *boost*).
3. Conversor abaixador-elevador de tensão (no Inglês, DC-DC *buck-boost*).

Neste trabalho, utiliza-se um conversor CC-CC bidirecional *buck-boost*, com configuração diferenciada em relação a topologia tradicional, como o dispositivo responsável pelo processo de carga e descarga do banco de baterias, doravante denominado de controlador de carga e descarga do banco de baterias. Essa topologia é amplamente utilizada nos trabalhos que consideram o uso de um banco de baterias conectado ao barramento CC, como por exemplo em Roseback (2004), Bhende *et al.*, (2011), Haruni (2012a) e Haruni (2012b). Tradicionalmente, a topologia do conversor *buck-boost* considera a utilização de uma única chave semicondutora. Entretanto, conforme será apresentado na sequência, a topologia adotada para o conversor que conecta o banco de baterias ao barramento CC, difere da topologia tradicional do conversor *buck-boost*, no entanto, também é conhecido na literatura como conversor CC-CC bidirecional *buck-boost* uma vez que pode operar como abaixador e como elevador de tensão.

A Figura 26 apresenta a topologia do conversor CC-CC bidirecional *buck-boost* utilizado neste trabalho. Na figura em questão,  $V_{bb}$  é a tensão nos terminais do banco de baterias,  $L_1$  representa o indutor do conversor *buck-boost*,  $S_1$  e  $S_2$  correspondem às chaves semicondutoras responsáveis pelas etapas *boost* e *buck*, respectivamente, e  $C$  representa o capacitor do barramento CC.

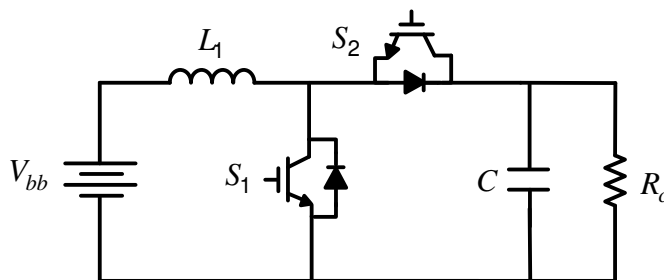


Figura 26 – Ilustração da topologia do conversor CC-CC bidirecional *buck-boost*.

Normalmente, o nível de tensão  $V_{cc}$  no barramento CC é maior que o nível de tensão  $V_{bb}$  do BESS. Assim, quando a corrente flui do barramento CC para o banco de baterias, o conversor atua na etapa *buck*, realizando o processo de carga do BESS. Em contrapartida, quando o sistema necessitar da energia que está armazenada pelo BESS, a corrente deve fluir no sentido oposto e, nesta etapa, o conversor CC-CC deve atuar como elevador de tensão (*boost*).

Nas seções subsequentes, são apresentadas as etapas de operação do conversor *buck-boost* ilustrado na Figura 26. Essas etapas correspondem, respectivamente, ao processo de carga e descarga do banco de baterias.

### 3.6.2 Etapa de Operação *Buck*

Durante a etapa *buck*, o sinal de controle atua sobre o interruptor  $S_2$  e o interruptor  $S_1$  encontra-se bloqueado, conforme a Figura 27.

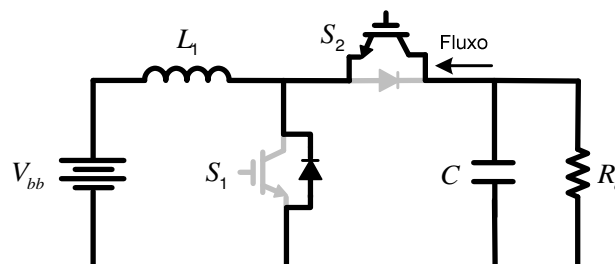


Figura 27 – Topologia do conversor atuando durante a etapa *buck* no modo MCC.

Nesse caso, a corrente flui do barramento CC para o BESS. O sinal de controle utilizado para controlar os interruptores é um sinal modulado por largura de pulso (PWM) que faz a chave conduzir durante um período  $t_{on}$  e permanece bloqueada por um período de tempo  $t_{off}$  (FILHO, 2010). O funcionamento da etapa *buck* pode ser dividido em duas partes, descritas a seguir e apresentadas na Figura 28, onde  $i_{BB}$ ,  $i_L$  e  $i_{CC}$  representam, respectivamente, as correntes que fluem pelo banco de baterias, pelo indutor e no barramento CC.

1. Primeira Etapa ( $t_0, t_1$ ): A chave  $S_2$  está em condução e o diodo da chave  $S_1$  encontra-se reversamente polarizado. A fonte de entrada

(barramento CC) fornece energia ao indutor e a corrente cresce de maneira linear.

- Segunda etapa ( $t_1, t_2$ ): A chave  $S_2$  é aberta, ou seja, encontra-se bloqueada. Nesta etapa, o diodo correspondente a chave  $S_1$  está diretamente polarizado e a corrente no indutor decresce linearmente.

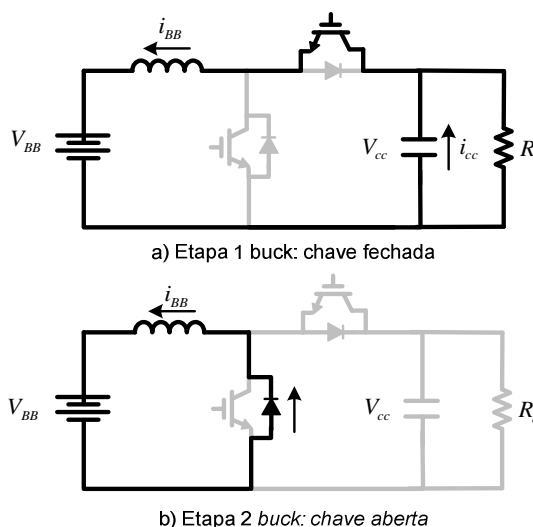


Figura 28 – Etapas de operação do conversor *buck* no modo MCC.

As formas de onda da tensão e corrente no indutor, durante os estados de condução e não condução para a etapa *buck* são apresentadas na Figura 29. Como forma de ilustração, os gráficos apresentados na Figura 29 consideram o modo de operação crítico do conversor *buck*.

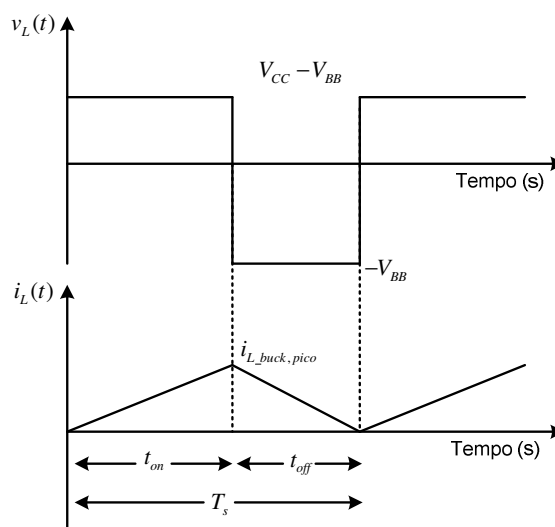


Figura 29 – Formas de onda da tensão e da corrente no indutor durante a etapa *buck*  
Fonte: Adaptado de FILHO (2010).

### 3.6.3 Etapa de Operação *Boost*

O funcionamento do conversor *buck-boost* durante a etapa *boost* é semelhante aos procedimentos apresentados para a etapa *buck*. Durante a etapa *boost*, entretanto, a chave  $S_2$  é mantida bloqueada e o sinal de controle é aplicado no interruptor  $S_1$ . Nesse caso, a corrente flui do banco de baterias para o barramento CC, conforme ilustra a Figura 30.

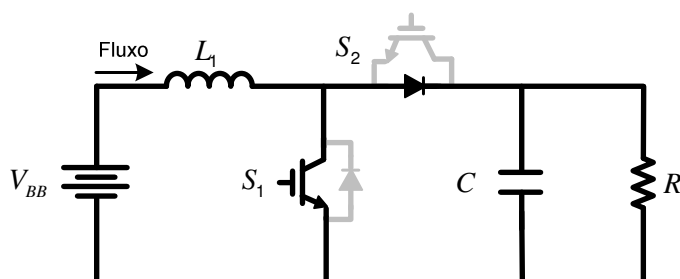


Figura 30 – Topologia do conversor atuando durante a etapa *boost* no modo MCC.

O funcionamento do conversor *buck-boost* durante a etapa *boost* também pode ser dividido em duas etapas conforme apresenta a Figura 31.

1. Primeira Etapa ( $t_0, t_1$ ): O interruptor  $S_1$  está em condução e o diodo de retorno associado a esse interruptor encontra-se reversamente polarizado. Em outras palavras, a saída (barramento CC) está isolada da entrada, de modo que a fonte de entrada fornece corrente para o indutor, que cresce de maneira linear. O capacitor, por sua vez, fornece energia para carga.
2. Segunda etapa ( $t_1, t_2$ ): O interruptor é aberto, ou seja, encontra-se bloqueado. Nessa etapa, a corrente no indutor decresce linearmente, pois fornece energia para a carga, e a fonte de entrada (BESS) também fornece energia para o barramento CC.

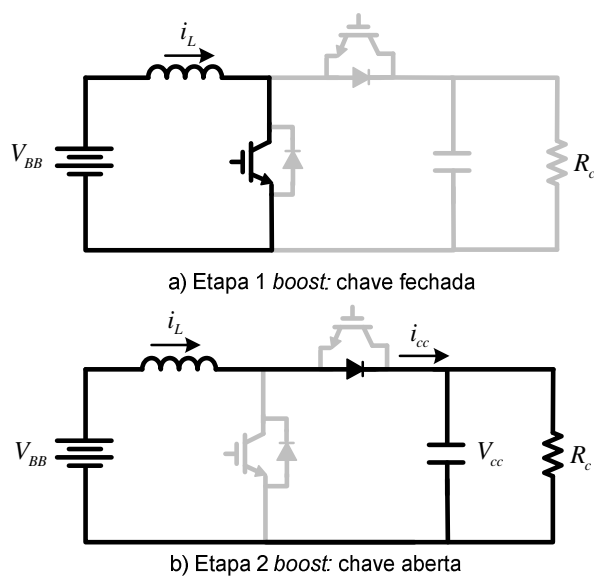


Figura 31 – Etapas de operação do conversor *boost* no modo MCC.

A Figura 32 apresenta as formas de onda da tensão e da corrente no indutor durante os estados de condução e não condução correspondentes à operação do conversor CC-CC no modo *boost*.

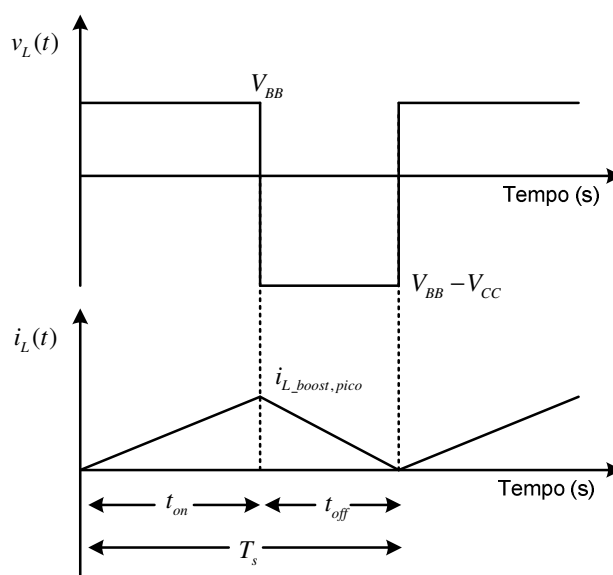


Figura 32 – Formas de onda da tensão e da corrente no indutor durante a etapa *boost*  
Fonte: Adaptado de FILHO (2010).

### 3.7 Modelagem da Carga

A operação estável de um SEP depende, dentre outros fatores, da capacidade do sistema em suprir continuamente a carga. A modelagem da carga é



um problema não trivial, sobretudo, devido aos diferentes tipos de cargas que estão conectadas a um barramento do SEP. Devido a isso, a previsão do comportamento das cargas frente às variações na tensão ou frequência torna-se uma tarefa relativamente complexa. O modelo de carga tem por objetivo representar a relação entre a tensão e a frequência com as potências (ativa ou reativa) em determinado barramento de carga (SOUZA, 2010). Normalmente os modelos de carga são classificados em duas grandes categorias: modelos estáticos e modelos dinâmicos (KUNDUR, 1994).

O modelo estático expressa as características da carga como funções algébricas em termos da magnitude da tensão e da frequência em qualquer instante de tempo. Nesse modelo, a componente de potência ativa  $P$  e reativa  $Q$  são tratadas separadamente. A dependência da tensão pode ser representada pelo modelo exponencial em que a componente de potência ativa e reativa são representadas, respectivamente, por (KUNDUR, 1994)

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^a, \quad (49)$$

$$Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^b, \quad (50)$$

onde  $V$  representa a magnitude da tensão na barra,  $V_0$  representa a tensão nominal da carga,  $P_0$  e  $Q_0$  representam, respectivamente, o valor da potência ativa e reativa nominal da carga. Os parâmetros “a” e “b” representam o comportamento das componentes de potência ativa e reativa da carga em relação à variação da tensão na carga, respectivamente. Os expoentes “a” e “b” podem assumir valores de 0, 1 ou 2, que representam, cargas do tipo potência constante, corrente constante e impedância constante, respectivamente (KUNDUR, 1994).

Além da dependência da magnitude da tensão na barra, as componentes de potência ativa e reativa da carga também podem variar em função da frequência. A dependência da frequência é usualmente representada através da multiplicação do modelo exponencial por um fator, conforme (KUNDUR, 1994)

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^a (1 + K_{pf} \Delta f), \quad (51)$$

$$Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^b (1 + K_{qf} \Delta f), \quad (52)$$

onde  $\Delta f$  corresponde a variação de frequência ( $f - f_0$ ). Tipicamente,  $K_{pf}$  varia entre 0 e 3 e  $K_{qf}$  entre -2 e 0.

Souza (2010) destaca que, em geral, a variação da carga com a tensão é mais significativa do que a variação da carga com a frequência, de modo que muitos autores desprezam a parcela da variação de frequência representada nas equações (51) e (52), sem prejuízo considerável na precisão dos resultados. Com isso, as equações podem ser reduzidas de acordo com (49) e (50). Nesse trabalho, essa simplificação é utilizada no modelo do sistema eólico autônomo.

Conforme supracitado, o comportamento dinâmico das cargas de um sistema é afetado em função das variações da tensão e da frequência do barramento em que estão conectadas. As características estáticas das cargas são válidas para uma faixa específica de variação da tensão e frequência. Nos casos em que a tensão ou a frequência sofrem variações significativas, torna-se necessário incluir as características dinâmicas na representação das cargas.

Ademais, as cargas de um SEP podem ser resistivas (R), indutivas (L), capacitivas (C) ou uma combinação entre os três tipos apresentados. Uma combinação em série ou paralelo de cargas indutivas e capacitivas formam um circuito ressonante, ou seja, um circuito que responde a determinadas frequências de um modo peculiar (WHITAKER, 1999). De acordo com Whitaker (1999), quando a frequência das harmônicas de corrente está próxima da frequência de ressonância, pode-se gerar altas taxas de distorção harmônica nas ondas de tensão da carga. As altas taxas de distorção harmônica da tensão e corrente normalmente são oriundas da operação de cargas não-lineares no sistema. Figueiredo (2006) destaca que modelos extensivos para a carga são requeridos nos estudos de propagação harmônica e ressonância.

Nesse contexto, ressalta-se que na estratégia de controle proposta nesse trabalho, o conversor do lado da carga é controlado de modo a manter a tensão e a frequência na carga em um valor constante. Devido à rápida atuação do conversor estático, o controle de tensão e frequência é realizado em uma escala de tempo de milissegundos, o que resulta em pequenas variações de tensão e frequência sobre a

carga do sistema para variações típicas de carga. Isso significa que enquanto a tensão no barramento CC permanecer acima de um limite de segurança mínimo, o índice de modulação do conversor do lado da carga é controlado de modo que as variações de tensão e frequência na carga não são relevantes para a estratégia de controle proposta.

Portanto, com base nas premissas supracitadas, a carga do sistema adotado no estudo proposto é representada por um modelo estático do tipo impedância constante. Souza (2010) destaca que nos sistemas em que as variações de tensão e frequência são relativamente pequenas, como no caso da estratégia de controle proposta nesse trabalho, os modelos estáticos para a representação das cargas do sistema são aceitáveis e adequados e têm sido amplamente utilizados em estudos de estabilidade de tensão. O modelo de impedância constante, por sua vez, tem sido largamente utilizado nos estudos de dinâmica e controle de sistemas elétricos de potência devido à simplicidade e simplificações que podem ser realizadas. A influência das variações ressonantes de carga e a carga variando com a frequência serão foco de trabalhos futuros.

### 3.8 Comentários Finais

A obtenção de modelos matemáticos que caracterizem adequadamente os sistemas dinâmicos é essencial para a proposição de estratégias de controle e operacionais efetivas. Nesse contexto, foram apresentadas nesse capítulo a modelagem do gerador síncrono, do conjunto turbina-gerador, dos conversores do lado do gerador e da carga. As etapas de operação do conversor *buck-boost* utilizado como circuito controlador de carga e descarga do banco de baterias também foram descritas. Por meio dos modelos descritos nesse capítulo, torna-se possível apresentar as estratégias de controle e operacionais propostas para viabilizar a operação autônoma de sistemas eólicos, conforme será descrito no capítulo 4.

## 4. ESTRATÉGIA DE CONTROLE PROPOSTA

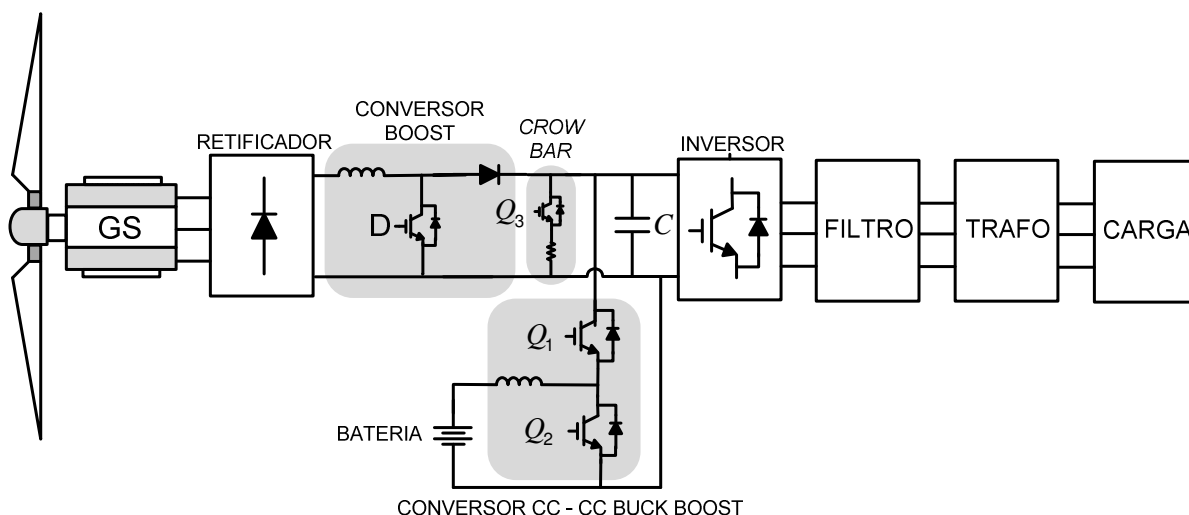
### 4.1 Introdução

Após a representação dos modelos dinâmicos e dos principais componentes e circuitos que compõem o sistema eólico, torna-se possível descrever os principais aspectos relacionados à estratégia de controle proposta para a operação ilhada autônoma de sistemas eólicos. Neste capítulo serão descritos aspectos relacionados às regiões de operação das unidades eólicas e às perdas intrínsecas aos sistemas de conversão de energia eólica. Por fim, a estratégia de controle e operacional proposta é apresentada de maneira detalhada, incluindo as malhas de controle do conversor do lado do gerador e da carga, do circuito responsável pela carga e descarga do BESS e da malha de controle do *crowbar*.

Neste trabalho, uma nova abordagem referente ao controle e operação do sistema eólico é proposta, objetivando reduzir o número e a duração da atuação do banco de baterias e do gerador a diesel. Para isso, algumas hipóteses são adotadas de forma a restringir a operação do sistema dentro de alguns limites operacionais intrínsecos à unidade eólica, conforme será apresentado nas seções subsequentes.

### 4.2 Topologia Utilizada para a Unidade Eólica Autônoma

No sistema eólico autônomo considerado, a carga do sistema é alimentada por meio do conversor da unidade eólica do lado da rede (inversor), por onde flui toda a potência ativa gerada pelo GS, conforme ilustrado na Figura 33, que também apresenta as principais partes que compõem o sistema eólico utilizado neste trabalho. Essa configuração tem sido amplamente comercializada atualmente e apresenta grande versatilidade, principalmente pela resposta rápida dos conversores estáticos no controle de potência ativa da unidade de geração.



**Figura 33 – Topologia geral utilizada do sistema eólico autônomo.**

O conversor do lado do gerador consiste de uma ponte retificadora trifásica a diodos, tendo como principais vantagens o baixo custo e também não há necessidade de controle dos dispositivos semicondutores. A saída do retificador trifásico é composta por um conversor CC-CC elevador (*boost*) que tem a função de controlar a potência ativa extraída pelo gerador síncrono. Essa topologia tem sido amplamente utilizada em sistemas de conversão de energia eólica conforme destaca Wu *et al.* (2011). O conversor *boost* também possui a função adicional de elevar o nível de tensão no barramento CC para valores adequados, de forma a promover a operação contínua e confiável do conversor do lado da carga. Essa característica é importante, sobretudo, para condições insuficientes de vento, em que a tensão de saída do retificador é inferior ao valor de tensão necessário para que o inversor opere de maneira adequada (WU *et al.*, 2011).

O conversor do lado da carga é controlado de modo a manter a tensão e a frequência na carga constante. Na saída do inversor, um filtro LCL é adicionado ao circuito, tendo como função reduzir o nível harmônico e, conseqüentemente, permitir que a tensão na carga seja senoidal. O filtro de terceira ordem LCL apresenta algumas vantagens em relação ao filtro LC, sobretudo para aplicações de potências elevadas. Dentre as vantagens associadas a utilização do filtro LCL, destacam-se uma melhor curva de atenuação e o filtro em questão apresenta uma saída indutiva, o que contribui para a diminuição do conteúdo harmônico da corrente injetada pelo capacitor no ponto de interligação com a rede elétrica (ARAÚJO, 2012).

No sistema proposto, um banco de baterias é utilizado como sistema de armazenamento de energia. O circuito controlador de carga deve atuar como *buck* durante a etapa de carga do banco de baterias e como *boost* fornecendo energia para a carga através do BESS. Nesse contexto, utiliza-se um circuito que integra as características de um conversor abaixador e elevador de tensão, conhecido como conversor CC-CC *buck-boost* ou conversor CC-CC abaixador-elevador, conforme ilustrado na Figura 33.

### 4.3 Regiões de Operação da Unidade Eólica

A operação das unidades eólicas é restringida por limites de velocidade da turbina eólica. Em unidades eólicas comerciais, o limite mínimo e máximo para a velocidade da turbina geralmente fica em torno de 0,5 p.u. e 1,3 p.u., respectivamente (ACKERMANN *et al.*, 2001). A velocidade máxima é definida pela potência nominal do gerador e conversores, assim como pelas características mecânicas da turbina e eixos de acoplamento (COLSON *et al.*, 2012).

O limite de velocidade mínimo corresponde à potência mínima que a turbina eólica é capaz de fornecer, considerando ângulo de passo nulo. Esse limite mínimo é igual para todas as velocidades de vento. Por outro lado, a velocidade da turbina em que a extração de potência é máxima varia de acordo com o valor do vento, devido a não linearidade existente entre a potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica e a velocidade do vento. Nesse contexto, a margem de potência disponível da unidade eólica (potência do vento disponível) é calculada baseando-se, principalmente, no valor da velocidade do vento e velocidade da turbina eólica. Assim, para cada valor de vento, a diferença entre a potência máxima e a potência mínima disponível na unidade eólica, corresponde a margem de potência disponível ( $\Delta P$ ), conforme ilustra a Figura 34. Essa margem de potência corresponde à diferença entre a potência mecânica na velocidade mínima e a potência mecânica na velocidade ótima.

Dentro desses limites operacionais de velocidade, as turbinas eólicas apresentam duas regiões distintas de operação, região de sub e sobre velocidade (doravante denominadas região I e região II, respectivamente). A Figura 35 ilustra a

curva de potência mecânica *versus* velocidade da turbina eólica, considerando dois valores distintos de potência mecânica extraída pela turbina eólica ( $P_1, P_2$ ). Na região de sub velocidade, onde está o ponto A, um aumento da potência mecânica requer um aumento de velocidade da turbina eólica. Na região de sobre velocidade, onde está o ponto C, um aumento da potência mecânica requer uma redução da velocidade da turbina eólica.

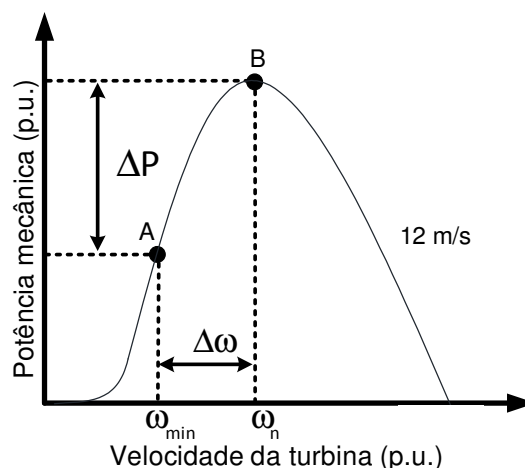


Figura 34 – Margem de potência disponível no eixo da turbina na região de sub velocidade.

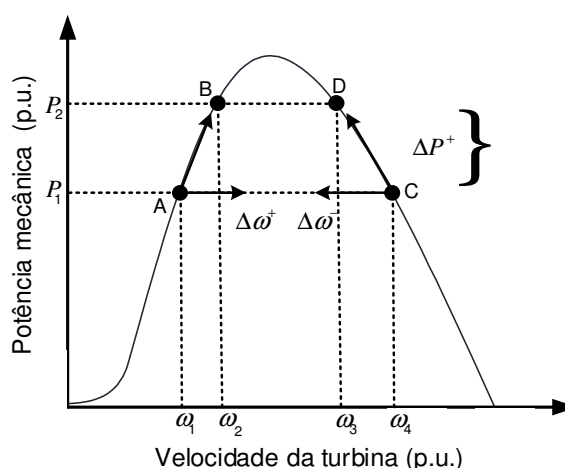
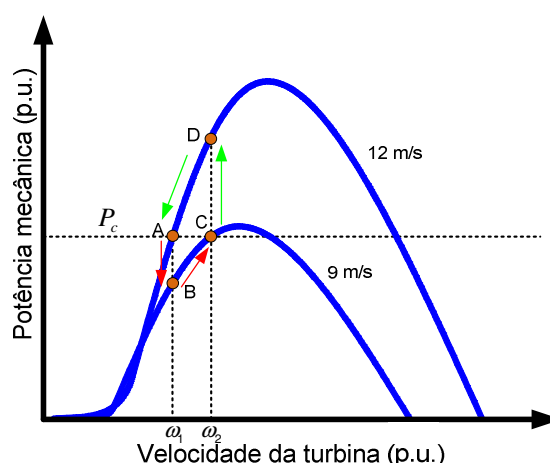


Figura 35 – Pontos de operação de uma turbina eólica nas regiões de sub e sobre velocidade.

Na região I, a principal vantagem é que as perdas mecânicas são menores e também há menor estresse mecânico. Por outro lado, na região II, a energia cinética armazenada no conjunto turbina-gerador é maior, o que contribui para situações de aumento de carga ou diminuição do vento, pois a variação da energia cinética é convertida em potência adicional. Em termos de controle operacional, a complexidade é maior na região de sub velocidade, uma vez que um

aumento de carga nessa região requer a aceleração da turbina eólica para atingir o novo ponto de equilíbrio. Conforme será apresentado no capítulo 5, dependendo do ponto de operação do sistema eólico, o valor da energia utilizada para acelerar a turbina é consideravelmente superior ao valor do degrau de carga aplicado ao sistema. Com isso, para garantir a operação confiável do sistema na região de sub velocidade, geralmente são utilizados sistemas de armazenamento de energia ou geradores secundários, de modo a contribuir com a energia utilizada para acelerar a turbina eólica durante um aumento de carga. (YUAN *et al.*, 2009). Embora a dificuldade de controle seja maior na região I, é fato que a margem de potência disponível é maior nessa região, o que é essencial para a operação ilhada. Considerando esse fato, a estratégia de controle proposta nesse trabalho considera a unidade eólica operando na região I.

Como forma de exemplificar a operação autônoma do sistema, considera-se que a turbina esteja operando na região de sub velocidade e com carga constante. O objetivo da análise é verificar a estratégia de controle frente às variações de vento no sistema. No primeiro cenário, considera-se uma diminuição do vento de 12 m/s para 9 m/s e no segundo cenário aplica-se a condição contrária. A Figura 36 ilustra os diferentes pontos de operação e a transição desses pontos.



**Figura 36 – Variações do ponto de operação de uma turbina eólica operando na região I.**

CASO 1: Se o vento diminuir (12 m/s para 9 m/s), a curva de vento é alterada, conforme ilustra a Figura 36. Supondo que a turbina esteja operando no ponto A, no instante em que o vento diminui, o ponto de operação é instantaneamente alterado para o ponto B. Entretanto, a carga não foi alterada e o ponto B extrai um valor de potência inferior ao ponto A. Logo, o sistema de controle



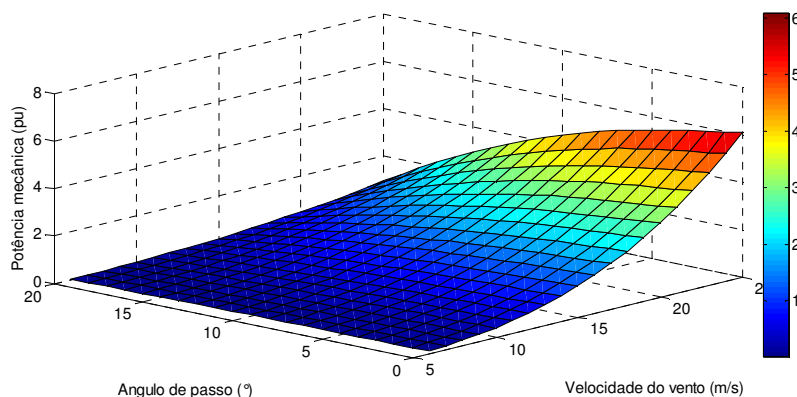
deve ser capaz de acelerar a turbina para o ponto de operação C, de forma a suprir a carga demandada pelo sistema.

CASO 2: Supondo que a turbina esteja operando no ponto C e ocorra um aumento do vento de 9 m/s para 12 m/s. Nesse caso, inicialmente o ponto de operação passa para o ponto D, cujo valor de potência mecânica extraído pela turbina é superior ao exigido pela carga. Nesse caso, o controlador deve atuar e fazer com que a turbina eólica desacelere até atingir o ponto A.

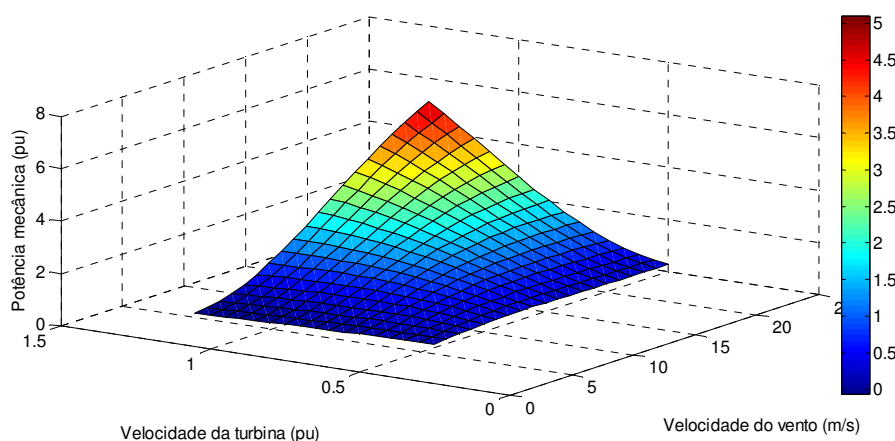
A potência mecânica extraída de uma turbina eólica, além de ser não linear, possui dependência de inúmeras variáveis, como o vento, ângulo de passo, velocidade da turbina, entre outras variáveis, conforme apresentado na equação (2). Como forma de melhor visualização das regiões de operação da turbina eólica, são apresentadas curvas 3D, considerando a variação das grandezas de potência mecânica extraída pela turbina, velocidade do vento, velocidade da turbina e variação do ângulo de passo. Considerando a faixa de velocidades do vento em que ocorre a captação da energia eólica, pode-se observar através da Figura 37, que sem a manipulação do ângulo de passo, o valor da potência mecânica extraída pela turbina eólica pode atingir valores superiores a cinco vezes a potência mecânica nominal da turbina. Desse modo, é fundamental que a potência mecânica máxima extraída pela turbina eólica seja limitada quando as velocidades do vento ultrapassam o valor de vento nominal, pois nessas situações a velocidade da máquina não pode ser controlada por meio do aumento da potência gerada. Nesses casos, o ângulo de passo das pás é alterado, limitando o rendimento aerodinâmico da turbina eólica e prevenindo o sistema contra danos mecânicos (ACKERMANN *et al.*, 2001).

A Figura 38 considera a influência da variação da velocidade da turbina eólica e da velocidade do vento na extração de potência mecânica. É possível verificar a não linearidade apresentada pela equação (2). Na figura em questão, ilustra-se a região operacional da turbina eólica considerando que a velocidade mecânica é limitada pela velocidade máxima e mínima da turbina ( $0,5p.u. \leq \omega_t \leq 1,3p.u.$ ). A região em azul da Figura 38 indica a região normal de operação da turbina eólica (até 1 p.u.). Para velocidades de ventos superiores ao nominal (11 m/s), em algumas regiões de operação da velocidade mecânica da turbina, faz-se necessário a redução da eficiência da turbina eólica (valor do

coeficiente de potência) para que não haja sobrecarga no gerador e/ou nos conversores. Para isso, deve-se aumentar o ângulo de passo da turbina ou diminuir a relação de velocidade na ponta das pás.



**Figura 37 – Regiões de operação da turbina eólica considerando a variação da potência mecânica extraída pela turbina em função do ângulo de passo e da velocidade do vento.**



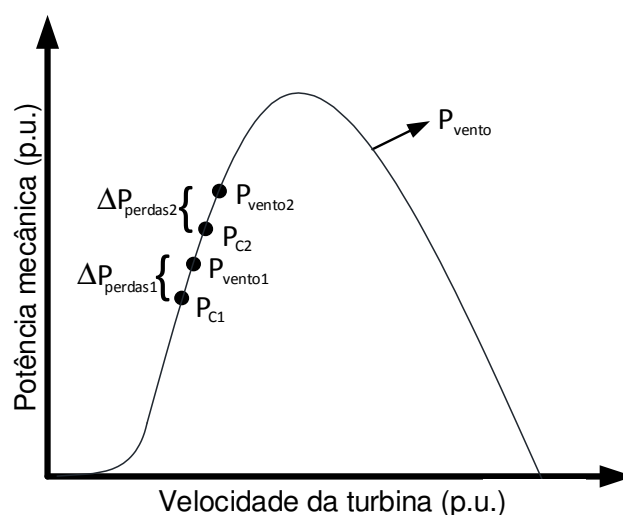
**Figura 38 – Regiões de operação da turbina eólica considerando a variação da potência mecânica em função da velocidade da turbina e da velocidade do vento.**

#### 4.4 Perdas em Sistemas de Conversão de Energia Eólica

A potência elétrica obtida a partir de sistemas eólicos não é constante, sobretudo, devido à característica estocástica do vento. Assim sendo, conforme a velocidade do vento se altera, a potência elétrica e as perdas elétricas e mecânicas do sistema também se modificam e, conseqüentemente, a eficiência e o fator de capacidade do sistema também são alterados (TAKAHASHI *et al.*, 2010). Yao (2011) e Colson *et al.* (2012) destacam que na operação autônoma o sistema eólico deve

adotar uma estratégia de controle do tipo seguidora de carga (no inglês, *load following*), de modo que a potência extraída pelo vento seja igual à carga elétrica do sistema, incluindo as perdas elétricas e mecânicas. Nesse contexto, vários trabalhos apresentados na literatura mostram métodos para o cálculo aproximado das perdas nos sistemas de conversão de energia eólica. Tais cálculos incluem as perdas no gerador, que são divididas basicamente em perdas mecânicas, no cobre e no ferro; e as perdas nos conversores do lado da rede e da carga, basicamente relacionadas aos dispositivos de eletrônica de potência associados a esses conversores.

Na Figura 39, apresenta-se de forma ilustrativa a relação entre a potência mecânica extraída pela turbina eólica e a potência elétrica solicitada pela carga, em função da velocidade mecânica da turbina eólica. Caso a carga do sistema solicite uma potência elétrica correspondente a  $P_{C1}$ , a turbina eólica deve fornecer uma quantidade de potência mecânica correspondente a  $P_{vento1} = P_{C1} + \Delta P_{perdas1}$ . De modo análogo ocorre para outros pontos de operação, como por exemplo, no caso em que a carga esteja no ponto de operação correspondente a  $P_{C2}$ . Nesse caso, a potência mecânica que a turbina eólica necessita extrair para manter a operação estável do sistema corresponde a  $P_{vento2}$ , ou seja,  $P_{vento2} = P_{C2} + \Delta P_{perdas2}$ .



**Figura 39 – Potência mecânica extraída pela turbina eólica e potência elétrica solicitada pela carga.**

No trabalho de Abbate *et al.* (2010), os autores comparam de forma analítica e experimental as perdas associadas ao chaveamento dos dispositivos IGBTs. Em Takahashi *et al.* (2010), os autores apresentam um algoritmo para o

cálculo da eficiência total de sistemas eólicos. O método proposto por Takahashi *et al.* (2010) baseia-se na análise do sistema em regime permanente e pode ser aplicado a sistemas eólicos que utilizam geradores síncronos ou geradores de indução duplamente alimentados. Takahashi *et al.* (2010), concluiu que a maioria das perdas elétricas e mecânicas intrínsecas aos sistemas de conversão de energia eólica são não lineares e de difícil estimação.

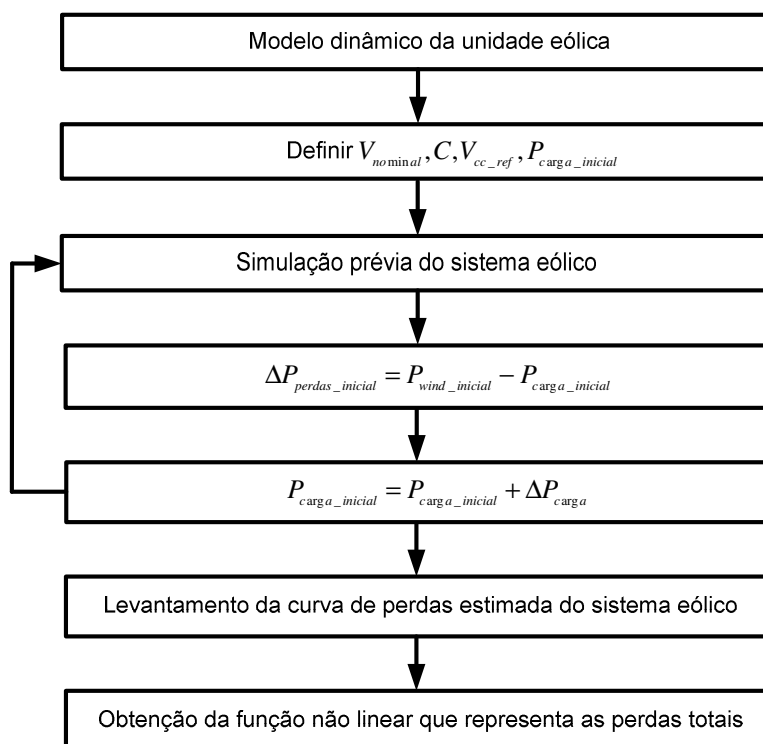
Considerando, portanto, que as perdas de potência ativa nos conversores e no gerador e as perdas mecânicas dependem de diversos fatores e parâmetros, tornando-se impraticável a sua determinação exata, a alternativa mais viável, em geral, consiste na obtenção de uma estimativa do valor total tanto das perdas elétricas, quanto das perdas mecânicas, associadas a um sistema de conversão de energia eólica.

Nesse trabalho, utiliza-se uma função não linear para estimar as perdas aproximadas do sistema eólico. A função não linear foi determinada a partir de ensaios com o modelo adotado para a unidade eólica. Na prática, a curva característica das perdas estimadas pode ser levantada por meio de um ensaio prévio do sistema eólico operando em diferentes condições de carga e vento.

Propõe-se, na sequência, uma metodologia para a estimação das perdas totais do sistema eólico. A metodologia proposta utiliza o modelo dinâmico da unidade eólica. Inicialmente, define-se a velocidade de vento nominal, o valor do capacitor do barramento CC, a tensão de referência no barramento em questão e o valor inicial da potência elétrica demandada pela carga do sistema. Na sequência, inicia-se o processo de simulação do sistema eólico considerando as premissas previamente definidas. Após finalizar a simulação com o valor de carga inicial utilizado, obtém-se a diferença entre o valor da potência mecânica disponível pela turbina eólica e a potência elétrica demandada pela carga do sistema, cujo valor corresponde a estimativa de perdas inicial do sistema eólico para o ponto de operação considerado.

Em seguida, realiza-se um incremento no valor da carga ( $\Delta P_{carga}$ ) e inicia-se o processo de simulação do sistema eólico considerando o novo ponto de operação. Esse processo é repetido até que a unidade eólica atinja o valor de potência mecânica máxima disponível no seu eixo, e na sequência, o levantamento da curva de perdas estimada do sistema eólico é realizado para cada velocidade de

vento. O processo da estimação das perdas totais do sistema eólico foi realizado através da aplicação do algoritmo descrito na Figura 40.



**Figura 40 – Algoritmo utilizado para obtenção da função de estimação das perdas totais de um sistema eólico.**

Na operação ilhada, nos casos em que as perdas totais do sistema eólico não são compensadas, a estimativa de velocidade da turbina eólica é inferior à necessária para atender a carga. Nessa situação, a tensão no barramento CC não consegue manter-se constante ao longo do tempo, levando o sistema à instabilidade. No presente trabalho, o desequilíbrio entre as potências no barramento CC é compensado por meio de uma malha de controle suplementar proposta, que utiliza um sinal de erro da tensão no barramento CC, cujos detalhes serão apresentados nas seções subsequentes. Nos sistemas eólicos ilhados convencionais (sistemas sem a malha suplementar proposta) as variações estocásticas típicas das cargas do sistema requerem a frequente atuação do BESS, o que contribui para a redução da vida útil do banco de baterias.

A curva estimada de perdas é utilizada na estratégia de controle proposta. Entretanto, cabe ressaltar que o erro entre a perda estimada e a perda real do sistema é compensado pela estratégia de controle proposta. É importante enfatizar que outros métodos podem ser utilizados para a estimação das perdas totais do sistema eólico. As perdas do sistema poderiam até mesmo ser representadas por

uma constante. Ressalta-se que o incremento de velocidade  $\Delta\omega_{ref}$ , referente a contribuição das perdas estimadas do sistema eólico, possibilita uma melhor resposta da malha de controle suplementar. Entretanto, o sistema com controle proposto seria capaz de operar sem a estimativa das perdas.

#### 4.5 Estratégia de Controle Proposta

Na operação autônoma de sistemas eólicos, as cargas nos diversos barramentos do sistema alteram-se a cada instante, fazendo como o equilíbrio entre carga e geração seja afetado. À medida que a carga do sistema se altera, é necessário que a potência mecânica extraída pela turbina do sistema eólico seja modificada para um valor que compense a potência elétrica da carga mais as perdas totais do sistema eólico (ALMEIDA, 2004).

Nesse contexto, em sistemas eólicos, a estratégia mais difundida para o controle da potência gerada é através do controle da velocidade do rotor da máquina (TIELENS, 2012), pois a potência mecânica extraída pela turbina eólica depende da velocidade, conforme apresentado na Figura 35. Patel (1999) destaca que a velocidade do rotor deve ser controlada para garantir a proteção da turbina eólica e outros componentes do sistema. O autor afirma também que quando a carga elétrica é desconectada, seja de maneira acidental ou programada, a máquina pode acelerar e ultrapassar os limites de operação causando danos mecânicos ao sistema, caso a velocidade do rotor não seja controlada.

A estrutura típica utilizada nesse trabalho para permitir a operação ilhada de sistemas eólicos, baseia-se na utilização de um gerador síncrono conectado a um retificador com um conversor *boost* na saída e ainda conta com um banco de baterias conectado ao barramento CC, conforme ilustra a Figura 41.

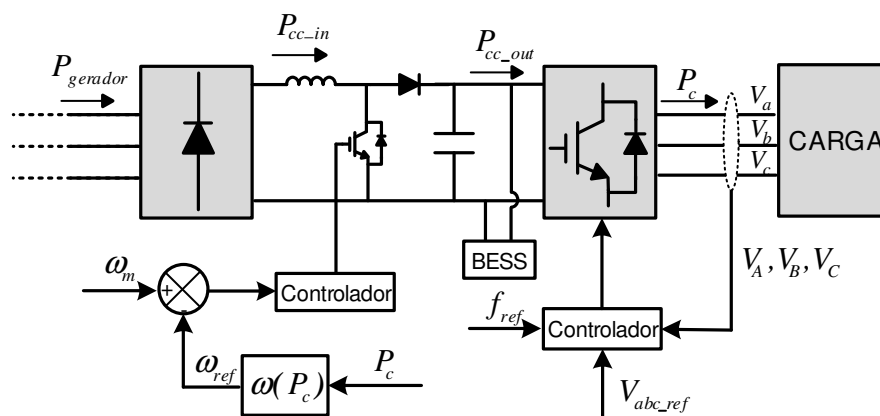


Figura 41 – Ilustração da estrutura típica de uma unidade eólica para operação ilhada.

O conversor do lado do gerador corresponde a um conversor do tipo *boost* que controla a velocidade do conjunto turbina-gerador por meio da potência ativa extraída do GS. O conversor do lado da carga controla a magnitude e a frequência da tensão fornecida à carga (380 V, 60 Hz). Durante os incrementos de carga do sistema, o conversor do lado da rede mantém a tensão na carga constante e o barramento CC fornece a energia necessária para a carga, até que a turbina eólica atinja o valor de potência necessário para atender a nova carga do sistema e as perdas do sistema de conversão de energia eólica.

Um dos principais desafios na operação do sistema eólico autônomo está relacionado ao controle da velocidade e da tensão no barramento CC (YUAN *et al.*, 2009). He *et al.* (2010) destaca que a tensão no barramento CC deve ser mantida, sob qualquer circunstância, em uma faixa de segurança, de modo a evitar sobrecarga no gerador e/ou conversores. Além disso, perante um desbalanço de potência, é desejável que o tempo de reestabelecimento da tensão no capacitor seja o mínimo possível. Com isso, torna-se possível reduzir o valor da capacitância requerida para o barramento CC.

O limite mínimo da tensão  $V_{cc\_min}$  está relacionado com a amplitude de tensão mínima requerida pelo inversor do lado da rede, enquanto  $V_{cc\_sup}$  não deve ultrapassar o valor máximo de tensão permitido pelos dispositivos semicondutores e pelo próprio capacitor. A equação (53) mostra os limites supracitados (YUAN, 2009; MOHOD *et al.*, 2011).

$$\begin{aligned}
V_{cc\_min} &> \frac{\sqrt{2}V_{inv}}{M_{max}}, \\
V_{cc\_sup} &< V_{cap}, \\
V_{cc\_sup} &< V_{IGBT\_max}.
\end{aligned}
\tag{53}$$

Em (53),  $M_{max}$  corresponde ao índice de modulação máximo permitido para o conversor do lado da carga,  $V_{inv}$  representa o valor da tensão de linha na saída do conversor do lado da carga,  $V_{cap}$  é tensão máxima permitida no capacitor do barramento CC e  $V_{IGBT\_max}$  representa a tensão máxima permitida nos dispositivos semicondutores do conversor do lado da carga.

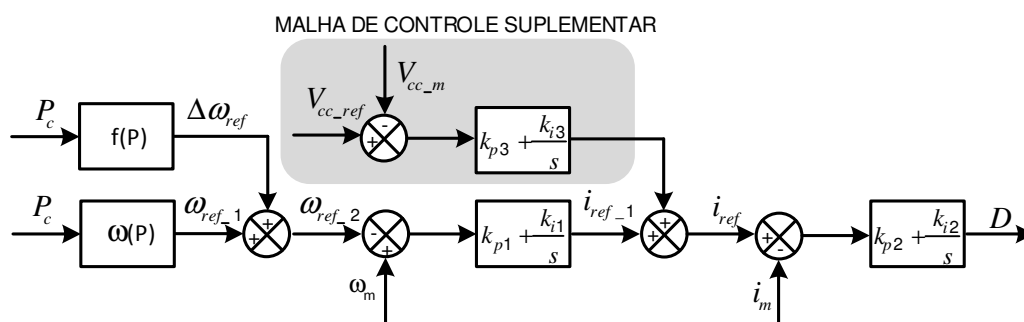
O conversor *boost*, localizado na saída do retificador, tem por objetivo realizar o controle da extração de potência ativa do gerador síncrono. Entretanto, utilizando as malhas de controle típicas apresentadas na literatura não é possível manter a tensão no barramento CC constante, que é um requisito vital nessa estratégia de controle. Nesses casos, a estratégia mais difundida na literatura para o controle da tensão no barramento CC consiste em utilizar o sinal de referência de tensão no barramento CC no próprio BESS. No entanto, como consequência, o BESS necessita de atuações frequentes, resultando na diminuição de sua vida útil.

Para o controle da tensão no barramento CC, esse trabalho propõe uma malha de controle suplementar, adicionada a malha do conversor *boost* de maneira que, além do controle da velocidade, esse conversor possa também contribuir para o controle da tensão no barramento CC. A Figura 42 apresenta o diagrama de blocos das malhas de controle do conversor *boost*. O esquema proposto inclui uma função que estima as perdas elétricas do sistema e a malha de controle suplementar para regular a tensão no barramento CC.

Na Figura 42,  $P_c$  é a potência elétrica da carga,  $\omega_{ref\_1}$  é a velocidade de referência 1,  $\Delta\omega_{ref}$  é o desvio de velocidade responsável por compensar o erro de potência referente às perdas,  $\omega_{ref\_2}$  é a referência final de velocidade necessária para atender as cargas e perdas,  $\omega_m$  é a velocidade medida,  $V_{cc\_ref}$  é a tensão de referência para o barramento CC,  $i_{ref}$  é a referência de corrente de saída do retificador,  $i_m$  é o valor da corrente medida na saída do retificador,  $\Delta i_{ref}$  é a



contribuição da malha de controle suplementar e  $D$  é a razão cíclica usada no controle do conversor *boost*.

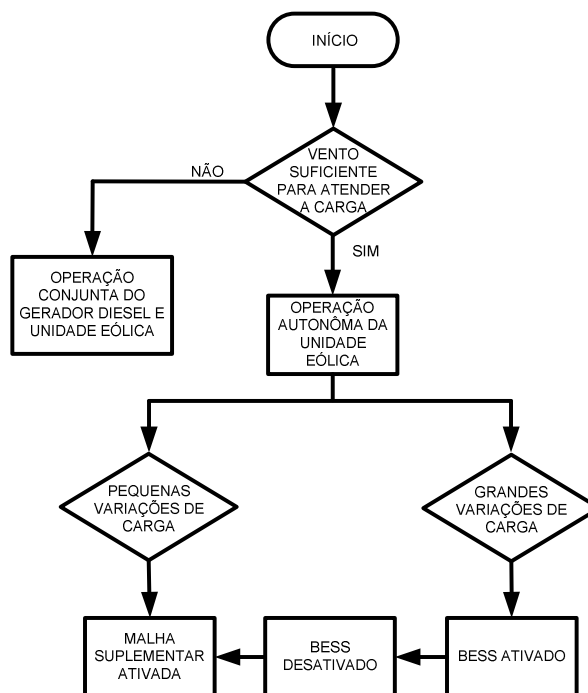


**Figura 42 – Estratégia de controle proposta para operação ilhada.**

O sistema de controle do conversor *boost* atua no controle da velocidade do gerador, a partir da medição da potência elétrica demandada pela carga do sistema. A partir da potência da carga, determina-se qual a velocidade que a turbina eólica deve operar, de modo que a potência mecânica extraída do vento seja igual à potência da carga mais a potência estimada das perdas. O cálculo da velocidade de referência ( $\omega_{ref\_1}$ ) é realizado usando a curva da potência da turbina eólica. A velocidade de referência  $\omega_{ref\_1}$  não considera as perdas elétricas do sistema, ou seja, a potência extraída da turbina não é suficiente para atender as cargas elétricas e as perdas do sistema. Para minimizar esse desequilíbrio entre a potência mecânica fornecida e a potência elétrica consumida, utiliza-se uma função aproximada para estimar as perdas no sistema. As perdas do sistema são compensadas em grande parte por meio de um incremento na referência de velocidade  $\Delta\omega_{ref}$ , calculado a partir da função de estimação das perdas, conforme ilustrado na Figura 42. O valor da referência de velocidade final, que contempla a potência das cargas e das perdas, é dado por  $\omega_{ref\_2} = \omega_{ref\_1} + \Delta\omega_{ref}$ .

A potência de perdas estimada apresenta um pequeno erro em relação às perdas totais reais do sistema. Esse pequeno erro na estimação das perdas causa um desequilíbrio entre a potência que entra e a potência que sai do barramento CC, o que resulta em uma variação exponencial da tensão no barramento CC. Essa variação da tensão resultaria no desligamento da unidade eólica. Esse pequeno desequilíbrio entre as potências é compensado pela malha de controle suplementar, que usa um sinal de erro da tensão no barramento CC, conforme ilustrado na Figura 42.

Nesse contexto, uma das vantagens da estratégia proposta é que para pequenas variações de carga, somente a malha de controle suplementar é capaz de regular a tensão no barramento CC. Nos casos envolvendo grandes variações de carga, o controle suplementar proposto não consegue regular a tensão no barramento CC, devido à resposta lenta da velocidade da turbina eólica, que apresenta constante de inércia relativamente elevada. Para manter a tensão do barramento CC dentro de limites aceitáveis, frente às grandes variações de carga, é necessário utilizar um BESS para fornecer energia para o barramento CC até o momento em que a unidade eólica atinja a velocidade de referência estabelecida pelas malhas de controle. A Figura 43 apresenta o diagrama esquemático descrevendo os principais aspectos da estratégia operacional proposta nesse trabalho e que serão detalhados na sequência do trabalho.



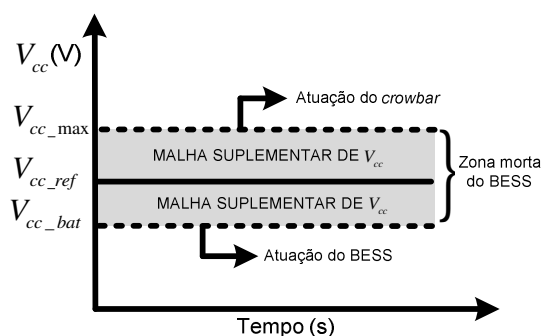
**Figura 43 – Diagrama esquemático da estratégia operacional proposta para a operação ilhada do sistema eólico.**

No contexto dos sistemas de armazenamento de energia para sistemas eólicos, a maioria dos trabalhos propostos (MOHOD *et al.*, 2011; HARUNI, 2012b) tem dado pouca atenção para o dimensionamento do BESS, o que geralmente resulta em sobredimensionamento do banco de baterias. O sobredimensionamento do BESS resolve os problemas operacionais do sistema autônomo, entretanto, o custo elevado do banco de baterias pode inviabilizar a implementação do sistema eólico autônomo. Uma das principais contribuições da malha de controle

suplementar proposta é a redução da capacidade de armazenamento e do número de atuações do BESS, contribuindo assim para minimizar os custos de implementação e aumentar a vida útil do BESS. Na estratégia operacional e de controle proposta, o BESS atuará fornecendo energia para o barramento CC após aumentos significativos de carga, até que a unidade eólica atinja a nova velocidade de referência. Conforme mencionado previamente, para pequenas variações de carga, apenas a malha de controle suplementar proposta é capaz de regular a tensão no barramento CC.

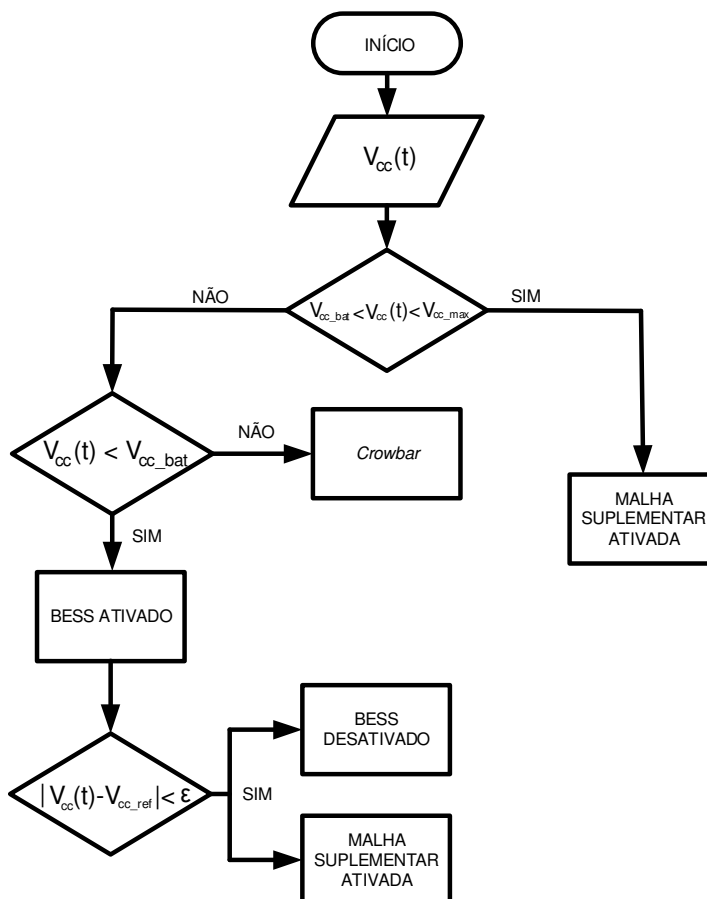
A atuação da malha de controle suplementar é coordenada com a atuação do BESS por meio de uma zona morta adotada para o BESS, conforme ilustrado na Figura 44. Analisando a Figura 44, é possível observar que o BESS entra em operação apenas quando a tensão no barramento CC ultrapassa o limite mínimo estabelecido ( $V_{cc\_bat}$ ). Nos casos onde  $V_{cc}$  ultrapassa o limite máximo estabelecido ( $V_{cc\_max}$ ), devido a redução da carga ou aumento de vento, a malha de controle do *crowbar* atuará, dissipando a energia excedente do barramento CC.

O sistema de controle possui uma zona de intertravamento entre a malha de controle suplementar e a malha de controle do banco de baterias. Nesse caso, quando há um incremento de carga de grande magnitude, a tensão no barramento CC atinge, quase instantaneamente, o valor de  $V_{cc\_bat}$ , a partir do qual o BESS entra na etapa de operação *boost* (descarga). Na sequência, a tensão no barramento CC aumenta de forma gradativa até atingir o valor de  $V_{cc\_ref}$ , instante em que a malha de controle do BESS é desativada e a malha de controle suplementar é ativada, regulando a tensão no barramento CC em seu valor de referência.



**Figura 44 – Ilustração da zona morta utilizada para coordenar a atuação das malhas de controle do sistema eólico.**

A Figura 45 apresenta um diagrama esquemático ilustrando a atuação das malhas de controle propostas para a operação autônoma do sistema eólico, incluindo a malha de controle suplementar, malha de controle do BESS e a malha do *crowbar*. A variável  $\mathcal{E}$  apresentada na Figura 45 corresponde a uma *dead zone* de 1 V que é utilizada para ativar a malha suplementar.



**Figura 45 – Diagrama esquemático ilustrando a atuação das malhas de controle para a operação ilhada.**

A malha de controle do BESS utiliza um sinal de erro da tensão do barramento CC para gerar a razão cíclica usada no controle do *buck-boost*, similar ao sinal de erro usado na malha de controle suplementar. Os detalhes sobre as malhas de controle do BESS e do *crowbar* são apresentados nas seções subsequentes.

O sistema de controle proposto é capaz de determinar, em tempo real, qual a margem de potência disponível da unidade eólica (potência do vento disponível) para assumir possíveis incrementos de carga. Essa margem de potência é calculada baseando-se principalmente no valor da velocidade do vento e velocidade da turbina eólica. Essa margem de potência permite determinar o

momento em que o sistema eólico requer o uso de outra fonte de energia (gerador diesel, por exemplo) ou corte de carga.

#### 4.5.1 Estratégia de Controle para o Conversor *Buck-Boost*

O conversor CC-CC bidirecional *buck-boost* é o dispositivo responsável pelo controle do processo de carga e de descarga do banco de baterias. Especificamente, o modo de atuação *buck* ou *boost* será definido em função de alguns parâmetros e condições do sistema, dentre eles, destacam-se: a potência disponível pela turbina eólica, a potência atual exigida pela carga, a estimativa de perdas do sistema eólico e ainda pelo estado de carga do banco de baterias (no Inglês, *State Of Charge* – SOC).

O estado de carga do banco de baterias indica a capacidade atual de energia disponível pelo banco de baterias em relação a sua capacidade nominal. Geralmente, estabelece-se um limite mínimo para o *SOC*, definido como  $SOC_{\min}$ , tendo como objetivo aumentar a vida útil do BESS. Na prática, estabelecer um limite mínimo para o estado de carga do banco de baterias implica em aumentar o número de ciclos que o BESS é capaz de fornecer, considerando uma profundidade de descarga específica. Existem diversas maneiras de estimar o valor do *SOC*, de modo que a determinação exata desse valor depende de diversos fatores e parâmetros, o que torna a obtenção do valor complexa. Normalmente, é razoável utilizar-se de um valor estimado para o estado atual de carga do banco de baterias.

O primeiro requisito a ser avaliado pelo sistema de controle é a tensão  $V_{bb}(t)$  nos terminais do BESS que deve estar entre o valor de  $V_{bb\_min}$  e  $V_{bb\_max}$ . Essa consideração é fundamental para não descarregar o banco de baterias aquém dos limites estabelecidos pelo fabricante ou ainda exceder a tensão máxima admitida para o funcionamento adequado do BESS. Caso contrário, a vida útil do banco é reduzida consideravelmente.

Se o valor do *SOC* estiver acima do  $SOC_{\min}$ , o BESS pode fornecer energia ao barramento CC, caso contrário, o BESS será carregado conforme procedimento a ser descrito na sequência. A partir da medição do valor de  $V_{bb}(t)$  e

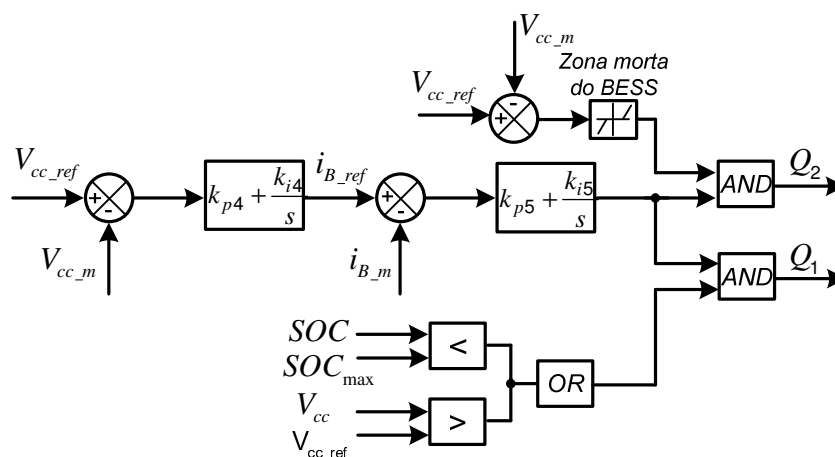
da constatação que esse valor encontra-se entre os limites impostos por  $V_{bb\_min}$  e  $V_{bb\_max}$ , o fator que determinará a etapa de operação do conversor bidirecional *buck-boost* é o valor da tensão no barramento CC,  $V_{cc}$ .

Tradicionalmente, se o valor da tensão no barramento CC é inferior ao valor de tensão de referência, deve-se iniciar o processo de descarga do banco de baterias (etapa *boost*) para compensar o desequilíbrio de potências no barramento CC. Na estratégia proposta nesse trabalho, entretanto, o BESS atuará apenas quando a tensão no barramento CC for inferior a um valor pré-estabelecido correspondente a  $V_{cc\_bat}$ . Através dessa estratégia, dentro de uma zona morta em que o BESS não atua, uma malha de controle suplementar será responsável pelo controle da tensão no barramento CC, conforme discutido anteriormente.

Através da estratégia de controle proposta, torna-se possível, por meio da contribuição do controle suplementar, mitigar a atuação do BESS sob variações normais de carga, priorizando a sua entrada frente às variações de cargas de maior amplitude. Com isso, a vida útil do banco de baterias é aumentada consideravelmente, uma vez que a sua atuação é limitada pela malha de controle suplementar.

A malha de controle do BESS utiliza um sinal de erro da tensão do barramento CC para gerar a razão cíclica usada no controle do *buck-boost*, similar ao sinal de erro usado na malha de controle suplementar, conforme ilustrado na Figura 46, na qual a corrente de referência do BESS é representada por  $i_{B\_ref}$ ,  $i_{B\_m}$  é a corrente medida do BESS,  $SOC_{ref}$  é o estado de carga de referência do BESS,  $Q_1$  e  $Q_2$  são as chaves semicondutoras correspondentes as etapas *buck* e *boost*, respectivamente.

Para situações de vento insuficiente, em que a unidade eólica não tenha capacidade de suprir a demanda de carga, esse trabalho propõe a utilização de um gerador a diesel em conjunto com o sistema eólico. Desta forma, o gerador diesel será ligado apenas em condições críticas de operação, em que a unidade eólica e o BESS não sejam capazes de suprir a demanda de carga. Com isso, diminui-se a atuação do gerador a diesel, promovendo a redução do uso de combustível e demais custos com operação e manutenção.



**Figura 46 – Esquema de controle do conversor *buck-boost*.**

Na estratégia de controle proposta nesse trabalho, a etapa de carga do banco de baterias será realizada quando o valor do SOC do BESS atingir um valor limite mínimo definido por  $V_{cc}$ . Com isso, promove-se o aumento da vida útil do banco de baterias. Quando o BESS atingir o estado de carga mínimo, o gerador diesel entrará em operação para realizar a carga do banco de baterias. Nessa situação, enquanto o BESS estiver sendo recarregado, possíveis incrementos de carga serão assumidos pelo gerador a diesel. Após a recarga completa do banco de baterias, o gerador diesel é desligado e a operação do sistema utilizando as estratégias de controle e operacionais apresentadas ao longo do trabalho é retomada. Os estudos com a utilização do gerador diesel em conjunto com as estratégias de controle e operacionais propostas nesse trabalho serão abordadas em trabalhos futuros.

No trabalho proposto por Roseback (2004), o autor apresenta detalhadamente como deve ser realizado o processo de carga do banco de baterias. No algoritmo proposto pelo autor, o processo de carga deve ser realizado em quatro estágios: o primeiro estágio é denominado de carga leve (*trickle charge*), o segundo estágio é descrito como carga profunda (*bulk charge*), o terceiro é definido como estágio de sobrecarga (*over charge*) e o quarto é o estágio de flutuação (*float charge*).

#### 4.5.2 Malha de Controle do *Crowbar*

A capacidade de continuidade da conexão de aerogeradores à rede, ou a possibilidade de operação ilhada desses subsistemas em condições adversas, como no caso de faltas severas ou perturbações críticas (como aumento de vento ou diminuição brusca de carga) consiste em um dos principais requisitos para operação estável e confiável dos sistemas eólicos. Nesse sentido, o projeto dos controladores e da proteção tornam-se fundamentais para que a unidade de geração tenha a possibilidade de suprir a demanda de carga, sem haver a necessidade de desconexão, quando da detecção do ilhamento, por exemplo (ZHANG *et al.*, 2008; LIMA, 2009).

Entre as técnicas e soluções propostas, destaca-se a inserção de circuitos *crowbar*, como forma de limitar sobrecorrentes na máquina e conversores de potência, bem como sobretensões no barramento CC dos conversores. O funcionamento adequado desses circuitos, por sua vez, requer estratégias de controle adicionais (LIMA, 2009). Sebastian (2011) destaca que o *crowbar* em conjunto com o BESS são elementos fundamentais para prover o balanço instantâneo de potência ativa em um sistema de conversão de energia eólica, sobretudo, durante a operação ilhada.

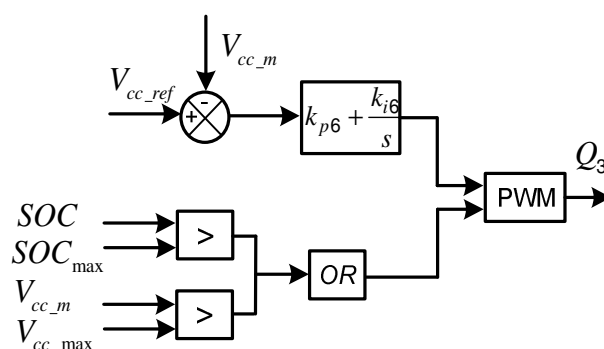
Basicamente, o *crowbar* consiste de um conjunto de resistências externas com acionamento controlado, conectadas em paralelo com o barramento CC. O objetivo fundamental de operação dessa proteção é dissipar a energia excedente no barramento em questão (LIMA, 2009). Em operação normal, o *crowbar* permanece desconectado, porém, quando ativo, durante severos desbalanços de potências no barramento CC, a chave semicondutora é acionada dissipando o excedente de energia.

Em termos de controlabilidade, a malha de controle do *crowbar* atuará nos casos onde a tensão no barramento CC ultrapassar o limite máximo, estabelecido por  $V_{cc\_max}$ . Desse modo, perante situações adversas, de aumentos repentinos de carga, rajadas de vento ou faltas no sistema, o *crowbar* entra em operação agindo como requisito de segurança para a operação confiável do sistema. O limite de tensão máximo estabelecido para a tensão do barramento CC está relacionado à operação confiável do conversor do lado da carga. Nos casos em que



a tensão não é limitada, ocorreria o desligamento da unidade eólica por parte do sistema de proteção, para evitar danos ou mau funcionamento do conversor estático.

O esquema de controle do *crowbar* utilizado nesse trabalho é representado na Figura 47. Basicamente, o dispositivo é acionado quando a tensão no barramento CC ultrapassa um limite máximo de segurança estabelecido. O acionamento do *crowbar* é realizado utilizando como referência o valor de tensão no barramento CC.



**Figura 47 – Circuito de controle do *crowbar*.**

#### 4.6 Comentários Finais

Nesse capítulo foram apresentados aspectos teóricos e práticos relacionados a estratégia de controle e operacional proposta nesse trabalho para permitir a operação ilhada de sistemas eólicos. A vantagem imposta pela malha de controle suplementar proposta está no fato de que torna-se possível reduzir o número e a duração de atuações do banco de baterias, aumentando a vida útil do banco em questão. As principais perdas associadas aos sistemas de conversão de energia eólica foram discutidas. Adicionalmente, um estudo das regiões de operação das turbinas eólicas foi realizado, apresentando as limitações operacionais das unidades eólicas, sobretudo, durante a operação ilhada.

No capítulo seguinte, realizar-se-á a análise das principais equações de potência e energia que descrevem a operação do sistema eólico de modo a ilustrar a influência do ponto de operação na resposta dinâmica do sistema. Por meio dessas análises, será proposta uma metodologia para realizar o dimensionamento mínimo do banco de baterias.

## 5. METODOLOGIA PARA O DIMENSIONAMENTO DO BESS

### 5.1 Introdução

Este capítulo apresenta a metodologia proposta para o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia baseado em banco de baterias de forma a contribuir durante a operação ilhada autônoma de sistemas eólicos. Na atualidade, ainda são poucas as publicações que tratam de métodos para determinar o tamanho dos dispositivos de armazenamento de energia para serem utilizados durante a operação ilhada de sistemas eólicos, e que na maioria das vezes acabam sendo superdimensionados. Para a compreensão da metodologia proposta é necessário apresentar a relação entre as potências que fluem em um sistema eólico, assim como as equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico da tensão no barramento CC e da velocidade mecânica do conjunto turbina-gerador.

Apresenta-se inicialmente as principais equações que descrevem o comportamento dinâmico da tensão no barramento CC e da velocidade mecânica do conjunto turbina-gerador. Na sequência, são apresentadas as principais variáveis que influenciam a resposta dinâmica da unidade eólica, destacando-se em particular: o ponto de operação, os ganhos dos controladores da malha de velocidade, a velocidade do vento e a carga do sistema. Na seção subsequente, utilizando as equações e considerações supracitadas, realizar-se-á uma análise generalizada da influência do ponto de operação na resposta dinâmica do sistema eólico, determinando-se qual o ponto crítico de operação da unidade eólica autônoma. Na sequência, apresenta-se uma metodologia para a determinação da máxima variação de carga (potência ativa) tolerada pela unidade eólica, sem a utilização do BESS. Finalmente, propõe-se uma metodologia para a determinação do tamanho mínimo do BESS, para uma variação predeterminada de carga, de modo que a tensão no barramento CC não viole os limites de segurança estabelecidos. O BESS é dimensionado considerando um ponto crítico de operação da unidade eólica, conforme será discutido de forma mais detalhada nas seções seguintes.

## 5.2 Balanço de Potência e Energia no Sistema Eólico

Desprezando as perdas elétricas do sistema, uma tensão constante no barramento CC indica um equilíbrio entre a potência ativa extraída do gerador e a potência ativa fornecida à carga pelo conversor do lado da rede (ou, equivalentemente, equilíbrio entre a potência que entra e que sai do barramento CC). Um desequilíbrio entre essas potências leva ao crescimento ou decaimento exponencial da tensão no barramento CC, o que resultaria no desligamento da unidade eólica por parte do sistema de proteção. A variação da tensão no barramento CC, em função das potências nos conversores estáticos da unidade eólica, é dada conforme (YUAN *et al.*, 2009):

$$CV_{cc} \frac{dV_{cc}}{dt} = V_{cc} i_{cc} = P_{cc} = P_{cc\_in} - P_{cc\_out} . \quad (54)$$

onde  $V_{cc}$  e  $i_{cc}$  são, respectivamente, a tensão e a corrente no capacitor do barramento CC,  $C$  é a capacitância do capacitor,  $P_{cc\_in}$  e  $P_{cc\_out}$  são, respectivamente, a potência que entra e a potência que sai do barramento CC e  $P_{cc}$  é a potência fornecida ou armazenada pelo capacitor.

Uma variação de carga no sistema eólico ilhado faz com que haja um desequilíbrio entre as potências que fluem no barramento CC, causando variações na tensão  $V_{cc}$ . Esse desequilíbrio é geralmente compensado, principalmente, pelo controle adequado da potência extraída do gerador (YAO, 2008). Assim, uma resposta rápida no controle da potência extraída do gerador é desejável para que a tensão no barramento CC se reestabeleça rapidamente.

A energia requerida pelo barramento CC para variar a tensão  $V_{cc}$ , do valor inicial  $V_{cc\_i}$  para o valor final  $V_{cc\_f}$ , é representada por

$$\Delta E_{cc} = \frac{1}{2} CV_{cc\_i}^2 - \frac{1}{2} CV_{cc\_f}^2 = \frac{1}{2} C (V_{cc\_i}^2 - V_{cc\_f}^2), \quad (55)$$

onde  $\Delta E_{cc}$  corresponde à variação de energia no barramento em questão. Utilizando a equação (55), é possível determinar o valor da tensão final e a variação de tensão

no barramento CC devido à energia fornecida ou absorvida pelo capacitor do barramento CC, conforme

$$V_{cc\_f} = \sqrt{V_{cc\_i}^2 - \frac{2\Delta E_{cc}}{C}}. \quad (56)$$

Em regime permanente, desprezando-se as perdas do sistema, a potência ativa extraída do gerador é igual à potência mecânica extraída do vento pela turbina eólica, o que resulta em uma velocidade constante para a turbina eólica e gerador. Na ocorrência de um desequilíbrio entre essas duas potências, ocorre uma variação da velocidade da turbina eólica e gerador, descrita por

$$\omega J \frac{d\omega}{dt} = P_{vento} - P_{gerador} = P_{acel}. \quad (57)$$

A energia utilizada para acelerar a turbina do ponto de operação  $\omega_1$  para o ponto de operação  $\omega_2$ , durante o intervalo de tempo  $\Delta t = t_2 - t_1$ , é dada por

$$\Delta E_{acel} = \int_{t_1}^{t_2} P_{acel} dt = J \int_{\omega_1}^{\omega_2} \omega d\omega. \quad (58)$$

A solução da equação (58) resulta em

$$\Delta E_{acel} = \frac{1}{2} J \omega_2^2 - \frac{1}{2} J \omega_1^2 = \frac{1}{2} J (\omega_2^2 - \omega_1^2). \quad (59)$$

Por meio da equação (59) é possível observar que durante a mudança de velocidade da turbina eólica, uma quantidade de energia é liberada ou absorvida pela turbina em questão. Durante o processo de aceleração, a turbina precisa absorver energia e no processo de desaceleração, uma quantidade de energia é liberada pela turbina. A partir da equação (59), considerando uma velocidade inicial e a quantidade de energia utilizada durante o processo de aceleração, é possível calcular o valor da velocidade final, conforme

$$\omega_f = \sqrt{\omega_i^2 + \frac{2\Delta E_{ac}}{J}}. \quad (60)$$

De acordo com as equações (54) e (57), observa-se que para manter a velocidade da turbina eólica e a tensão do barramento CC constantes é necessário que haja um

equilíbrio entre as potências do sistema eólico. Em sistemas eólicos conectados à rede, esse equilíbrio é mantido por meio de duas malhas de controle, uma malha de controle referente à regulação de velocidade e uma malha para a regulação da tensão no barramento CC. Essas malhas de controle basicamente controlam as potências nos vários pontos da unidade eólica de forma a manter um equilíbrio entre as potências de entrada e saída em cada estágio do sistema, garantindo assim que o sistema opere em um ponto de equilíbrio estável. No sistema autônomo proposto, o equilíbrio entre as potências será assegurado pela malha de controle de velocidade da unidade eólica, pela malha de controle suplementar proposta e pelo BESS.

Para permitir uma melhor compreensão da energia envolvida na mudança do ponto de operação da unidade eólica, a Figura 48 ilustra o impacto de uma variação de carga na energia cinética da unidade eólica. Na figura em questão, considera-se que em  $t = t_1$ , a carga tem um aumento igual a  $\Delta P_C$ , enquanto o vento mantém-se inalterado. Considera-se que o sistema opera na região de sub velocidade e, após o aumento da carga elétrica, deve-se acelerar a turbina de forma a extrair maior potência mecânica para que haja equilíbrio entre as duas potências ( $P_{vento} = P_{gerador}$ ). Durante a aceleração da turbina eólica, parte da potência disponível no eixo da turbina ( $P_{vento}$ ) é convertida em potência de aceleração ( $P_{acel}$ ) e o restante da potência disponível no eixo da turbina corresponde ao valor da potência ativa que é extraída do gerador ( $P_{gerador}$ ) pelo conversor estático (YUAN *et al.*, 2009). Em turbinas na ordem de centenas de kW a MW, em função da elevada inércia inerente ao conjunto turbina-gerador, a energia utilizada para aceleração da máquina é relativamente elevada e, portanto, tem grande influência na tensão do barramento CC, de modo que é fundamental a utilização de algum dispositivo de armazenamento de energia para a operação confiável do sistema.

A região referente à diferença entre as duas curvas representadas na Figura 48, indica o valor da energia utilizada para acelerar a turbina eólica. O valor dessa energia pode ser minimizado através da maximização da taxa de variação da potência extraída pelo gerador ( $P_{gerador}$ ). A máxima taxa de variação da potência ativa extraída do gerador, correspondente a  $dP_{gerador} / dt$ , pode ser obtida com o valor

ótimo de aceleração da turbina no ponto de operação considerado, ou seja,  $d\omega_{\text{ótimo}}/dt$  (YUAN, *et al.*, 2009).

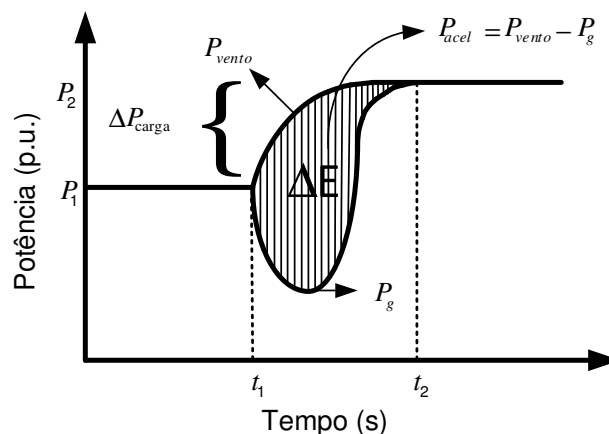


Figura 48 – Variação de energia cinética da unidade eólica durante a mudança do ponto de operação devido à uma variação de carga.

A análise do comportamento da taxa de variação da potência ativa extraída pelo gerador é fundamental para o controle proposto, pois reflete na potência utilizada para acelerar a turbina eólica e conseqüentemente na queda de tensão no barramento CC. O valor da taxa de variação da potência ativa extraída do gerador pode ser obtido derivando-se a equação (57), da qual obtém-se

$$\frac{dP_{\text{gerador}}}{dt} = \frac{d(P_{\text{vento}} - P_{\text{acel}})}{dt}. \quad (61)$$

Através da equação (61) é possível verificar que a taxa de variação da potência ativa extraída do gerador é uma função que depende da taxa de variação da potência mecânica extraída do vento pela turbina eólica e da taxa de variação da potência de aceleração. O primeiro termo do lado direito da equação (61), corresponde à taxa de variação da potência mecânica extraída do vento pela turbina eólica, e pode ser reescrito por

$$\frac{dP_{\text{vento}}}{dt} = \frac{dP_{\text{vento}}}{d\omega} \frac{d\omega}{dt} = k \frac{d\omega}{dt} = kk_1, \quad (62)$$

onde  $k$  corresponde à taxa de variação da potência mecânica extraída do vento em função da velocidade da turbina eólica e  $k_1$  corresponde ao valor da taxa de variação de velocidade da turbina eólica. O valor de  $k$  depende das características construtivas e operacionais da turbina eólica utilizada e varia de acordo com o ponto

de operação da turbina eólica. Os ganhos dos controladores das malhas de controle do sistema eólico não exercem influência sobre a variável  $k$ . A variável  $k_1$ , por sua vez, representa a aceleração da turbina eólica e depende dos ganhos dos controladores da malha de controle de velocidade da turbina eólica e do ponto de operação da unidade eólica.

O segundo termo do lado direito da equação (61), que corresponde a taxa de variação da potência de aceleração da turbina eólica, pode ser representado em função da aceleração e do momento de inércia total do sistema por

$$\frac{dP_{acel}}{dt} = \frac{d(\omega J (d\omega / dt))}{dt} = k_1^2 J. \quad (63)$$

Combinando-se as equações (62) e (63), obtém-se uma nova expressão para representar o valor da taxa de variação da potência ativa extraída pelo gerador, dada por

$$\frac{dP_g}{dt} = \frac{d(P_{vento} - P_{acel})}{dt} = k k_1 - k_1^2 J. \quad (64)$$

A equação (64) permite analisar a resposta da taxa de variação da potência ativa extraída pelo gerador durante variações de carga do sistema, indicando ainda que a grandeza avaliada é afetada, de modo particular, pela característica da curva  $P_{vento} \times \omega$ , pelo valor da aceleração da turbina eólica e pelo momento de inércia total do sistema. Um elevado valor de inércia, por exemplo, resultará em mais energia cinética armazenada durante a aceleração e menor energia disponível para fornecer ao barramento CC (YUAN, *et al.*, 2009).

A expressão analítica que descreve o balanço de potências simplificado do sistema eólico, obtida a partir da combinação das equações (54) e (57), é descrita por (YUAN, *et al.*, 2009)

$$\frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) V_v^3 - P_c - C V_{cc} \frac{dV_{cc}}{dt} = \omega J \frac{d\omega}{dt}. \quad (65)$$

Além de não considerar as perdas totais do sistema de conversão de energia eólica, a equação (65) também não inclui a contribuição de sistemas de armazenamento de energia. O balanço de potências global do sistema, considerando as perdas e o BESS, é dado por

$$P_{vento} - P_c - P_{cc} - P_{perdas} - P_{bateria} = P_{acel}. \quad (66)$$

### 5.3 Influência do Ponto de Operação na Resposta Dinâmica do Sistema

O objetivo desta seção é avaliar e generalizar a influência do ponto de operação na resposta dinâmica do sistema eólico, ou de forma mais específica, verificar a influência da variável  $k$ , que representa a taxa de variação da potência mecânica extraída do vento em função da velocidade da turbina, na dinâmica da taxa de variação da potência ativa extraída pelo gerador. Através da análise proposta nesta seção será possível avaliar qual o impacto de uma variação de carga na resposta dinâmica do sistema, considerando diferentes pontos de operação da unidade eólica na região de subvelocidade.

A equação (64), apresentada na seção precedente, indica que a taxa de variação da potência ativa extraída pelo gerador depende, além de outras variáveis, do ponto de operação do sistema eólico, dado pela curva que relaciona a variação de potência mecânica extraída do vento em função da velocidade da turbina eólica. A Figura 49 ilustra o comportamento de  $k$  em função do ponto de operação, considerando a curva de  $P_{wind} \times \omega$  para valores de vento de 10 m/s, 11 m/s e 12 m/s.

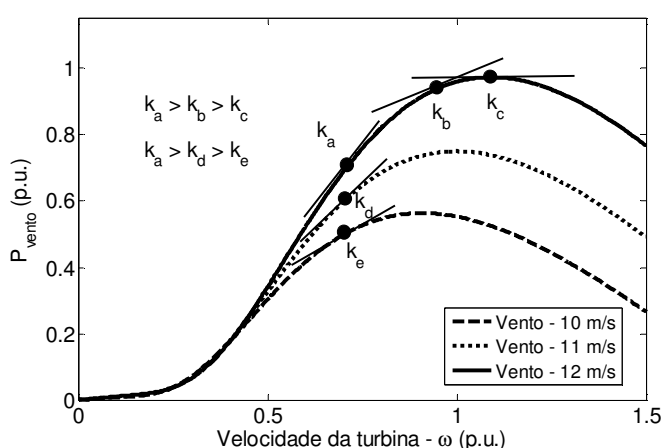


Figura 49 – Ilustração dos valores de  $k$  para diferentes pontos de operação da unidade eólica.

O conceito de derivada está relacionado à taxa de variação instantânea de uma função. Desse modo, o valor da variável  $k$ , que representa a taxa de



variação instantânea da potência mecânica extraída do vento em função da velocidade mecânica da turbina eólica, é representado por

$$k = \frac{dP_{vento}}{d\omega}. \quad (67)$$

Para um valor de vento constante de 12 m/s, por exemplo, é possível identificar que o valor de  $k$  decresce conforme o ponto de operação se aproxima da velocidade ótima da turbina eólica. Esse comportamento também é verificado para outros valores de vento. Isso significa que nos pontos de operação próximos ao limite mínimo de velocidade mecânica da turbina ( $\omega_{min} = 0.5 \text{ p.u.}$ ), o valor de  $k$  é máximo. Na Figura 49, essa particularidade é indicada pelas diferentes constantes  $k_a, k_b$  e  $k_c$ , onde  $k_a > k_b > k_c$  para o vento de 12 m/s.

Estendendo a análise para outros valores de vento, é possível perceber que o valor da taxa de variação instantânea da potência mecânica extraída do vento em função da velocidade mecânica da turbina eólica decresce à medida que o vento diminui. A Figura 49 também ilustra essa característica para ventos de 10 m/s, 11 m/s e 12 m/s, nos quais os valores de  $k$ , para uma velocidade mecânica da turbina eólica fixa, são, respectivamente,  $k_a, k_d$  e  $k_e$ , sendo  $k_a > k_d > k_e$ . Conclui-se, portanto, que o ponto de operação do sistema eólico define o valor da constante  $k$ , correspondente à taxa de variação instantânea da potência mecânica extraída do vento em função da velocidade da turbina eólica. Além disso, durante um aumento de carga, uma acentuada inclinação da curva  $k$ , corresponderá a uma resposta mais rápida na taxa de potência ativa extraída do gerador, representada pela equação (64), e conseqüentemente menor será a queda de tensão no barramento CC (YUAN, *et al.*, 2009).

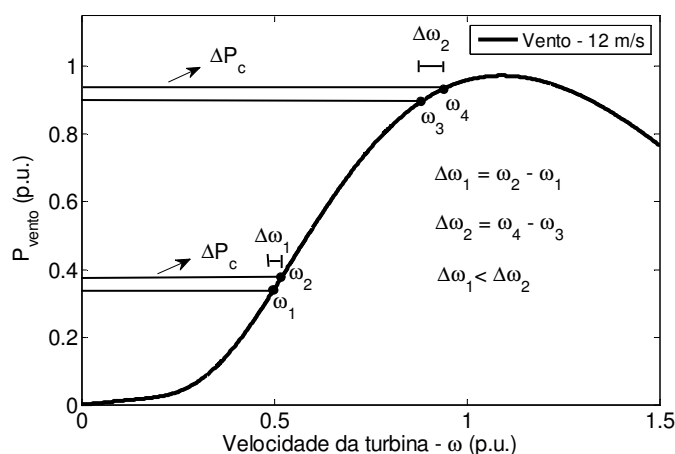
#### 5.4 Influência da Aceleração da Turbina Eólica na Resposta Dinâmica do Sistema

Além do ponto de operação, a equação (64) que representa a taxa com que a potência ativa é extraída do gerador também depende de  $k_1$ , que corresponde à aceleração da turbina eólica, definida por

$$k_1 = \frac{d\omega}{dt}. \quad (68)$$

Diferente de  $k$ , que depende única e exclusivamente da curva de potência mecânica extraída pelo vento em função da velocidade da turbina eólica, ou de forma equivalente, do modelo da turbina em questão, o valor de  $k_1$  depende dos ganhos dos controladores utilizados na malha de regulação da velocidade da turbina eólica e também do ponto de operação do sistema, ou seja, da variável  $k$ . Isso significa que embora sejam utilizados ganhos estáticos constantes para o controlador proporcional integral da malha de controle referente a regulação de velocidade da turbina eólica, o valor da aceleração da turbina é diferente para cada ponto de operação, mesmo considerando a aplicação de degraus de carga iguais nos diferentes pontos de operação. Isso ocorre devido aos diferentes valores da variável  $k$ , que altera-se em função do ponto de operação da unidade eólica.

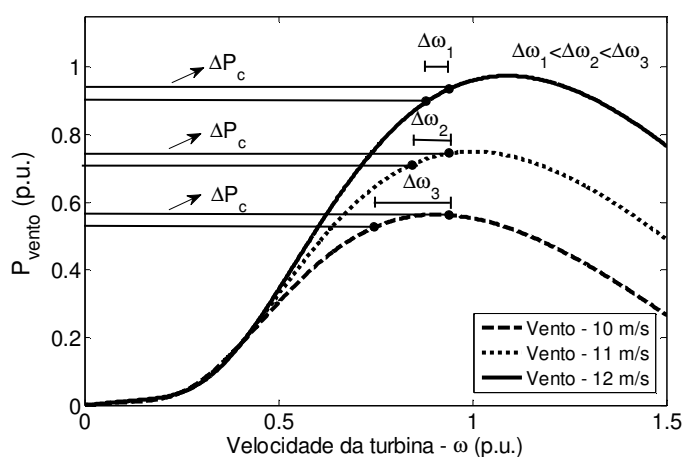
A Figura 50 ilustra o comportamento da variação de velocidade da turbina para degraus de carga iguais ( $\Delta P_c$ ) aplicados em diferentes pontos de operação da turbina, considerando a velocidade do vento constante. Cabe lembrar que  $k$  assume os maiores valores nos pontos próximos ao limite mínimo da velocidade mecânica da turbina eólica. Analisando a Figura 50 é possível observar que para uma dada velocidade de vento (nesse caso 12 m/s) e para um mesmo degrau de carga, a variação de velocidade da turbina eólica é diferente para cada ponto de operação. Para o limite mínimo de velocidade mecânica da turbina, em  $\omega_1 = 0,5 \text{ p.u.}$ , a variação de velocidade para um degrau de 50 kW, corresponde a  $\Delta\omega_1$ , enquanto que próximo à velocidade ótima da turbina eólica, a variação de velocidade é igual a  $\Delta\omega_2$ , sendo  $\Delta\omega_1 < \Delta\omega_2$ . Isso significa que a variação de energia utilizada para acelerar a turbina eólica é maior nos pontos de operação próximos à velocidade ótima da turbina eólica.



**Figura 50 – Variação da velocidade da turbina eólica para um degrau de 50 kW considerando vento de 12 m/s.**

Através de simulações no domínio do tempo do sistema eólico em questão, considerando os parâmetros e o modelo descritos em Price *et al.* (2003), observou-se que o tempo de aceleração da turbina permanece praticamente inalterado para diferentes variações de carga, mesmo em diferentes pontos de operação. Esse comportamento foi observado mesmo para diferentes parâmetros do sistema eólico e diferentes ganhos para as malhas de controle. Isso significa que utilizando-se ganhos estáticos constantes para os controladores das malhas de controle, o tempo de aceleração não se altera significativamente. Desse modo, quanto maior a variação de velocidade da turbina eólica, maior será a potência média utilizada para aceleração da turbina. Conseqüentemente, o valor da potência utilizada para acelerar a turbina eólica também é decrescente conforme o ponto de operação se aproxima do limite mínimo de velocidade mecânica da turbina eólica.

Uma análise da variação de velocidade da turbina eólica, considerando diferentes valores de vento e a aplicação de um degrau de carga de 50 kW, também foi realizada. Considerou-se ainda que a velocidade de referência final da turbina é a mesma para as três velocidades de vento avaliadas, ventos de 10 m/s, 11 m/s e 12 m/s, conforme ilustra a Figura 51.



**Figura 51 – Variação da velocidade da turbina eólica para um degrau de 50 kW considerando diferentes valores de vento.**

Para o vento de 10 m/s, a variação de velocidade da turbina eólica corresponde a  $\Delta\omega_3$ , seguido de  $\Delta\omega_2$  e  $\Delta\omega_1$  para os ventos de 11 m/s e 12 m/s, respectivamente. Conclui-se que para um mesmo degrau de carga ( $\Delta P_c$ ), diferentes variações de velocidade são observadas, onde  $\Delta\omega_1 < \Delta\omega_2 < \Delta\omega_3$ . Isso significa que para ventos baixos, a turbina eólica requer uma variação de velocidade maior para suprir a nova demanda de carga, quando comparado com cenários que consideram ventos de maior magnitude. Dessa forma, a energia utilizada para a aceleração da turbina eólica, e de modo equivalente, o valor da potência média utilizada durante o processo de aceleração da turbina, aumenta conforme a velocidade do vento diminui, uma vez que, conforme mencionado anteriormente, o tempo de aceleração permanece praticamente inalterado.

Para velocidades de vento baixas e pontos de operação próximos da velocidade ótima da turbina eólica, uma variação da velocidade da turbina provoca uma alteração da potência de saída da unidade eólica praticamente desprezível. Nesses casos, entretanto, uma quantidade significativa de energia é requerida para acelerar a turbina eólica. Isso significa que para valores baixos de  $k$  (ventos baixos e a turbina operando próxima do limite ótimo de velocidade mecânica), mais crítica torna-se a operação do sistema no que se refere ao valor da potência média necessária para acelerar a turbina eólica. É importante destacar que a energia utilizada durante o processo de aceleração da turbina eólica é compensada pelo barramento CC e, caso existir, pelo BESS. No caso onde não existe o BESS, essa compensação resulta em um afundamento na tensão do barramento CC.

## 5.5 Metodologia para Determinação da Máxima Variação de Potência Suportada pela Unidade Eólica sem a Utilização do BESS

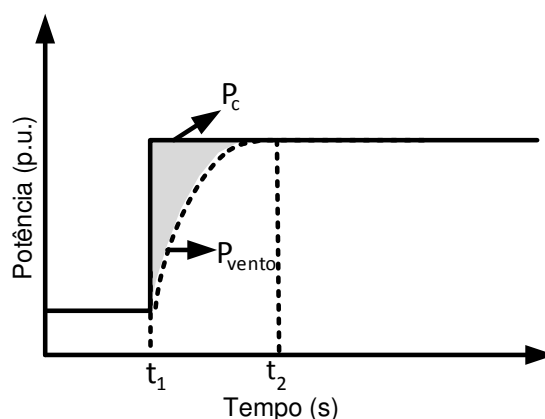
Nesta seção, apresenta-se um método para a determinação do valor da máxima variação de carga suportada pela unidade eólica sem a utilização de dispositivos de armazenamento de energia. Conforme supracitado, para cada ponto de operação, o comportamento dinâmico do sistema eólico e, conseqüentemente, o afundamento de tensão no barramento CC são distintos. Isso significa que a máxima variação de carga suportada pela unidade eólica, sem que a tensão no barramento CC viole os limites de segurança estabelecidos, possui valores diferentes para diferentes pontos de operação.

A metodologia proposta nesta seção permite a obtenção de uma estimativa do valor máximo do desvio de carga suportado pelo sistema eólico para qualquer ponto de operação do sistema eólico. É importante ressaltar que a energia utilizada pelo barramento CC para suprir um aumento de carga é composta pelo valor da energia correspondente a variação da carga e pela parcela de energia utilizada para aceleração da turbina eólica.

Entretanto, dependendo do ponto de operação do sistema eólico, o valor da energia utilizada para acelerar a turbina é consideravelmente superior ao valor do degrau de carga aplicado ao sistema, conforme ilustrado na Figura 51. Na figura em questão, verificou-se que para uma mesma variação de carga, diferentes variações de velocidade da turbina são observadas para diferentes pontos de operação. Essa característica é verificada, sobretudo, para pontos de operação próximos ao limite de velocidade ótima da turbina eólica, em que o valor da derivada da curva de potência mecânica *versus* velocidade mecânica do conjunto turbina-gerador aproxima-se de zero e uma variação na velocidade da turbina provoca uma alteração da potência de saída da unidade eólica praticamente desprezível. Utilizando a relação simplificada do fluxo de potências no sistema eólico, desprezando-se as perdas e a contribuição de sistemas de armazenamento de energia, obtém-se

$$P_{vento} - P_c - P_{cc} = P_{acel}. \quad (69)$$

A região referente à diferença entre a potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica ( $P_{vento}$ ) e a potência elétrica fornecida à carga ( $P_c$ ) é ilustrada na Figura 52.



**Figura 52 – Ilustração da relação entre a potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica e a potência elétrica fornecida à carga.**

É possível verificar através da ilustração da Figura 52 que durante um aumento de carga, a parcela correspondente a  $(P_{vento} - P_c)$  altera-se no tempo, até a turbina atingir um novo ponto de equilíbrio. Entretanto, a diferença entre o valor da potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica e a potência elétrica fornecida à carga será sempre inferior ao valor do degrau de carga aplicado, uma vez que ambas as potências tendem a aumentar (ou diminuir) até atingir o novo ponto de equilíbrio. Isso significa que o valor de  $(P_{vento} - P_c)$  apresentado na equação (69) pode ser desprezado sem prejuízos consideráveis para as análises propostas, pois os valores típicos da potência de aceleração, conforme será apresentado de forma quantitativa no capítulo de resultados, são significativamente superiores aos valores da diferença de potência em questão.

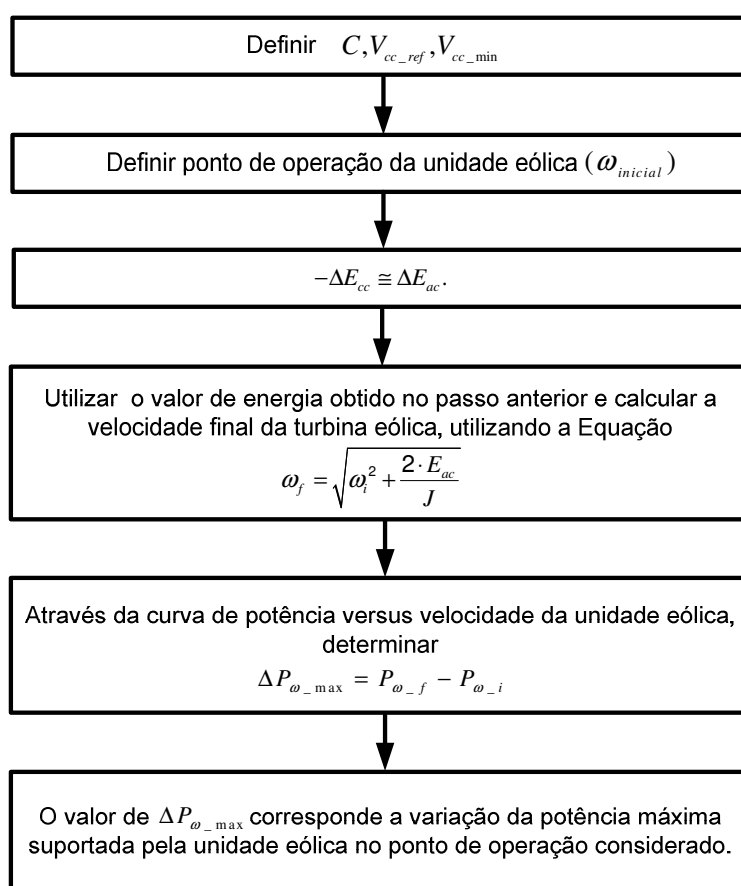
Desse modo, a equação (69) pode ser reescrita conforme

$$-P_{cc} \cong P_{ac}. \quad (70)$$

Multiplicando ambos os membros da equação (70) pelo período de tempo  $\Delta t$ , é possível observar que o valor da energia utilizada para acelerar turbina eólica durante uma variação de carga será aproximadamente igual à variação da energia fornecida pelo barramento CC, de acordo com

$$-\Delta E_{cc} \cong \Delta E_{ac}. \quad (71)$$

A relação descrita pela equação (71) é utilizada na metodologia proposta para determinar a máxima variação de carga suportada pela unidade eólica, considerando o ponto crítico de operação do sistema. A metodologia em questão baseia-se na utilização das equações de energia e potência apresentadas nas seções precedentes, conforme ilustrado no diagrama esquemático da Figura 53 e discutido na sequência.



**Figura 53 – Diagrama esquemático da metodologia para determinação da variação de potência máxima suportada pela unidade eólica sem a atuação do BESS.**

A metodologia proposta para a determinação da máxima variação de carga suportada pela unidade eólica consiste, inicialmente, na definição do valor do capacitor do barramento CC, do valor da tensão de referência e da tensão mínima admitida no barramento em questão. Na sequência, define-se o ponto de operação da unidade eólica em que pretende-se obter o valor da máxima variação de carga suportada pela unidade eólica. Através da equação (55), calcula-se o valor da

variação da energia fornecida pelo barramento CC, considerando os limites de tensão estabelecidos para o barramento em questão. Utilizando o valor da energia requerida pelo barramento CC, calcula-se a velocidade final da turbina eólica utilizando a equação (60). Finalmente, através da curva de potência mecânica *versus* velocidade mecânica da turbina eólica, determina-se o valor aproximado do desvio de carga máximo suportado pelo sistema eólico no ponto de operação avaliado.

## 5.6 Algoritmo para o Dimensionamento do BESS

Nesta seção apresenta-se o algoritmo proposto para o dimensionamento do banco de baterias conectado ao barramento CC de forma a evitar que as variações de carga violem os limites de segurança estabelecidos para a tensão no barramento CC. As conclusões obtidas nas seções precedentes são utilizadas como subsídio para o dimensionamento do banco de baterias, de forma a permitir que a unidade eólica suporte maiores variações de carga, mantendo a tensão do barramento CC dentro de valores aceitáveis.

As seções 5.3 e 5.4 ilustraram, respectivamente, a influência do ponto de operação e da aceleração da turbina no valor de potência requerido para acelerar a turbina eólica. Concluiu-se que o ponto crítico de operação, ponto em que o valor da potência média requerida para acelerar a turbina é o maior dentre os pontos de operação possíveis do sistema eólico, está condicionado ao valor de vento mínimo e considerando o sistema operando próximo ao limite de velocidade ótima da turbina eólica.

Na estratégia de controle proposta nesse trabalho, o BESS entrará em operação para contribuir com a regulação de tensão no barramento CC, durante as variações normais de carga do sistema isolado, enquanto a turbina atinge um novo ponto de equilíbrio. Com isto, a capacidade do sistema em suportar desvios de cargas maiores, sem que haja o desligamento da unidade eólica, aumenta substancialmente com o uso do BESS. O ponto de operação mais crítico da unidade eólica, portanto, é uma premissa que exerce um papel fundamental no dimensionamento do BESS, visto que o banco de baterias é utilizado para



compensar a energia consumida até que a turbina atinja um novo ponto de equilíbrio.

Dentro dos limites operacionais estabelecidos para a unidade eólica é possível dimensionar o banco de baterias do barramento CC, para variações típicas de cargas, de modo que a tensão no barramento CC não viole os limites de segurança estabelecidos. O caso mais crítico, que corresponde ao vento de 8 m/s e a turbina operando a 0,95 do valor da velocidade ótima da turbina, é utilizado para o dimensionamento do BESS. Nesse ponto de operação específico, a variação de velocidade da turbina eólica (e conseqüentemente a energia e a potência de aceleração) é a maior dentre os pontos de operação possíveis do sistema eólico. Do mesmo modo, uma das premissas de fundamental importância para o dimensionamento do BESS é o degrau de carga máximo a ser considerado. O degrau de carga adotado no procedimento de dimensionamento do banco de baterias, corresponde ao máximo degrau de carga suportado pela unidade eólica no ponto crítico de operação, considerando a atuação do BESS.

A metodologia para o dimensionamento do banco de baterias proposta nesse trabalho baseia-se na energia e na potência média consumida durante a mudança de pontos de equilíbrio do sistema. O método proposto considera a obtenção (levantamento) de uma curva de potência crítica do barramento CC que é utilizada como variável de entrada do algoritmo proposto. A curva em questão corresponde a  $P_{cc}(t)$  após a aplicação de uma variação de carga no sistema. A curva de potência crítica do barramento CC indica qual o valor da potência elétrica que o barramento em questão precisa fornecer ao sistema, durante uma variação pré-determinada de carga, até que a turbina atinja um novo ponto de equilíbrio.

O levantamento da curva em questão é realizado por meio de simulações prévias da unidade eólica, sem a utilização do BESS, e considerando um capacitor com valor elevado para o barramento em questão. Com isso, garante-se que a tensão no barramento CC permaneça dentro dos limites aceitáveis, sob qualquer variação de carga. Desta forma, a curva de potência crítica levantada representará, durante a operação do sistema, o valor da potência elétrica total que deverá ser entregue pelo barramento CC, em conjunto com o BESS, para atender a variação de carga e para acelerar a turbina.

O algoritmo proposto para realizar o dimensionamento do banco de baterias é definido pelos seguintes passos:

*Passo 1:* Definir o valor do capacitor do barramento CC, o valor da tensão de referência e o valor da tensão mínima admitida para o barramento em questão.

*Passo 2:* Definir a velocidade de vento e o ponto de operação crítico da unidade eólica.

*Passo 3:* Definir o degrau de carga máximo a ser suportado pelo BESS no ponto crítico de operação.

*Passo 4:* Realizar o levantamento da curva de potência crítica do barramento CC ( $P_{cc}(t)$ ) para o degrau de carga avaliado considerando um capacitor elevado.

*Passo 5:* Utilizar o algoritmo descrito na Figura 54 para a determinação da potência mínima do BESS.

O fluxograma referente ao algoritmo adotado para o dimensionamento do banco de baterias é apresentado de forma simplificada na Figura 54.

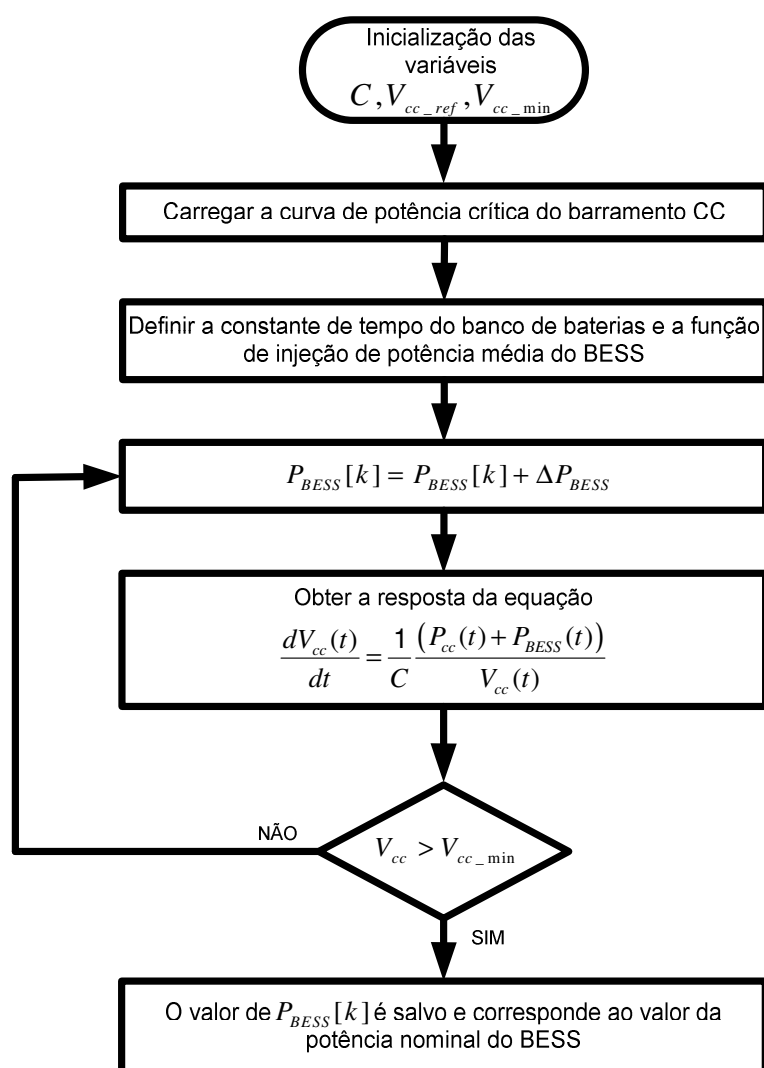


Figura 54 – Algoritmo simplificado para a determinação da potência mínima do BESS.

Conforme destacado nas seções precedentes, o degrau de carga máximo suportado pela unidade eólica é diferente para cada ponto de operação. Isso ocorre devido a não linearidade da curva que relaciona a potência mecânica extraída pelo vento em função da velocidade da turbina eólica. Nesse contexto, o algoritmo proposto permite realizar o dimensionamento do BESS considerando qualquer ponto de operação do sistema eólico. No entanto, para os propósitos desse trabalho, que tem por objetivo realizar o dimensionamento mínimo do banco de baterias, considera-se o ponto crítico de operação do sistema eólico para realizar o dimensionamento do BESS. Com isso, garante-se que em todos os outros pontos de operação, o sistema eólico será capaz de suportar, no mínimo, o valor correspondente ao degrau de carga máximo estabelecido para o ponto crítico de operação.

Inicialmente, o algoritmo proposto define o valor do capacitor do barramento CC ( $C$ ), o valor da tensão de referência ( $V_{cc\_ref}$ ) e o valor da tensão mínima ( $V_{cc\_min}$ ) admitida no barramento em questão. Na sequência, o algoritmo carrega o vetor de pontos da curva de potência do barramento CC levantada conforme premissas definidas anteriormente. Define-se, em seguida, a função de injeção de potência média do banco de baterias. Essa função será ilustrada na sequência e considera que o banco de baterias injeta uma potência constante correspondente ao seu respectivo valor da potência nominal.

Os controladores da malha de controle do BESS apresentam um tempo de resposta característico. Esse tempo de resposta depende dos ganhos estáticos dos controladores proporcional integral utilizados na malha de controle do banco de baterias. No sistema proposto, a constante de tempo do banco de baterias é definida por  $\tau_{BESS}$ . Nesse trabalho, considerando o sistema eólico teste utilizado, verificou-se que o valor da constante de tempo de atuação do banco de baterias é de aproximadamente 0,2 segundos, cujo valor é utilizado pelo algoritmo proposto nesta seção e que pode ser modificado para cada caso específico.

O algoritmo proposto utiliza a função discretizada da tensão no barramento CC. A discretização é realizada a partir da função no domínio do tempo apresentada na equação (54), utilizando o método de Euler. A função discretizada da tensão barramento CC, sem a contribuição do BESS, é definida por

$$V_{cc}[k+1] = V_{cc}[k] + \frac{\Delta t \cdot P_{cc}[k]}{C \cdot V_{cc}[k]}, \quad (72)$$

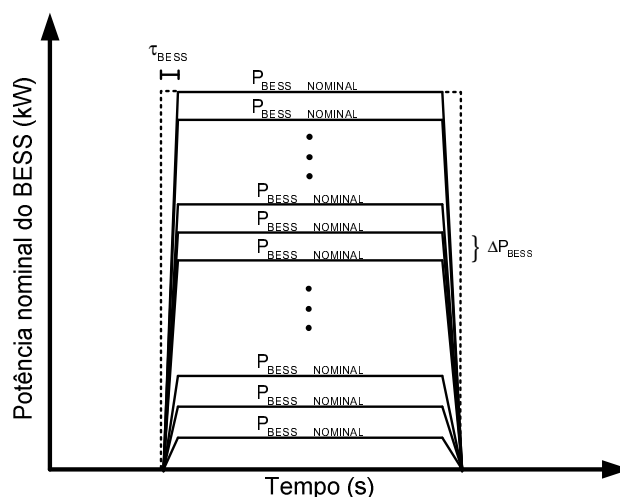
onde o índice  $k$  representa a  $k$ -ésima amostra de cada grandeza e  $\Delta t$  representa o intervalo de tempo entre as amostras da curva de potência crítica levantada para o barramento CC.

A equação (72) relaciona a tensão no barramento CC e a potência que flui no barramento em questão, sem considerar a utilização do BESS. Entretanto, faz-se necessário incluir a contribuição da potência injetada pelo banco de baterias que está conectado ao barramento CC por meio de um conversor estático. Incluindo o termo de  $P_{BESS}[k]$  na equação (72), obtém-se

$$V_{cc}[k+1] = V_{cc}[k] + \frac{\Delta t \cdot (P_{cc}[k] + P_{BESS}[k])}{C \cdot V_{cc}[k]}. \quad (73)$$

A equação (73) representa a função discretizada da tensão no barramento CC e que é utilizada pelo algoritmo proposto para o dimensionamento do banco de baterias. A função em questão é composta pela contribuição da potência elétrica fornecida pelo capacitor do barramento CC e pela parcela referente à potência elétrica injetada ou absorvida pelo banco de baterias.

Na sequência, o algoritmo utiliza uma execução condicional em que considera o limite de tensão mínimo estabelecido para a tensão no barramento CC. No sistema proposto, esse limite de tensão é estabelecido em  $V_{cc\_min} = 980 \text{ V}$ . Utilizando esse limite de tensão, o algoritmo inicia um processo iterativo que realiza o teste de possíveis valores para a potência nominal mínima do banco de baterias. Essa varredura no valor da potência do BESS ocorre entre limites pré-estabelecidos. No algoritmo proposto, essa varredura inicia em 0 kW e utiliza incrementos de 1kW. A Figura 55 apresenta uma ilustração de como ocorre a varredura dos possíveis valores de potências para o BESS realizada pelo algoritmo. Na figura em questão, apresentam-se diversas potências nominais para o banco de baterias, ilustrando que o algoritmo proposto realiza o processo iterativo de varredura de potências para o BESS utilizando incrementos correspondentes à  $\Delta P_{BESS}$ .



**Figura 55 – Ilustração do incremento de potência utilizado no processo iterativo para determinar a potência nominal do BESS.**

A condição utilizada para a tomada de decisão do valor da potência nominal do banco de baterias é quando o ponto mínimo da curva da tensão no barramento CC for superior ao valor da tensão mínima estabelecida pelo algoritmo. Assim, enquanto o limite mínimo de tensão estabelecido para o barramento CC não é atingido, o algoritmo prossegue com o incremento de potência para o BESS. Quando o limite de tensão mínimo é alcançado, o algoritmo fornece o valor da potência nominal para o banco de baterias. Considerando o ponto de operação crítico, o valor obtido para a potência nominal do banco de baterias irá garantir que a unidade eólica, em conjunto com o BESS dimensionado, suportará o máximo degrau de carga considerado, de modo que a tensão no barramento CC não viole os limites de segurança estabelecidos.

## 5.7 Considerações Finais

Nesse capítulo apresentou-se uma metodologia para o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia baseado em banco de baterias de modo a viabilizar a operação ilhada autônoma de sistemas eólicos. Verificou-se que para cada ponto de operação, o comportamento dinâmico do sistema eólico, incluindo a tensão no barramento CC, é distinto. Isso significa que a máxima variação de carga suportada pela unidade eólica, sem que a tensão no barramento CC viole os limites

de segurança estabelecidos, possui valores diferentes para diferentes pontos de operação.

Desse modo, dentro dos limites operacionais estabelecidos para a unidade eólica foi possível dimensionar o banco de baterias do barramento CC, para variações típicas de cargas considerando o ponto de operação crítico. A metodologia para o dimensionamento do banco de baterias proposta nesse trabalho baseia-se na energia e potência média consumida durante a mudança de pontos de equilíbrio do sistema e utiliza como premissa o degrau de carga máximo a ser suportado pela unidade eólica no ponto crítico de operação.

Na prática, após a aplicação do algoritmo proposto, escolhe-se um banco de baterias comercial cujo valor seja igual ou superior ao valor de potência mínimo calculado pelo algoritmo. Além disso, pode-se realizar algumas adaptações no algoritmo descrito na Figura 54 e utilizá-lo para calcular o máximo desvio de carga suportado pela unidade eólica, considerando por exemplo, que o sistema em análise já disponha de um banco de baterias.

## 6. RESULTADOS

### 6.1 Introdução

As estratégias de controle e operacional propostas, assim como o comportamento dinâmico do sistema eólico autônomo utilizado, são avaliadas e validadas neste capítulo por meio de simulações computacionais no domínio do tempo utilizando o *software* Matlab<sup>®</sup>, através da interface *Simulink*<sup>®</sup>. O sistema eólico autônomo, em conjunto com a malha de controle suplementar proposta e o BESS, foi avaliado por meio de uma sequência de simulações utilizando-se uma unidade eólica com potência nominal de 2 MW, operando sob diferentes condições de vento e carga.

Inicialmente, aplica-se a metodologia proposta no capítulo 5 para o dimensionamento do banco de baterias considerando a maior variação de carga que o sistema é capaz de suportar ( $\Delta P_{C\_m\acute{a}x}$ ) sem perder a estabilidade no ponto crítico de operação. Na sequência, os testes foram realizados considerando inicialmente pequenos degraus de carga para verificar a atuação apenas da malha de controle suplementar proposta. Em seguida, avalia-se qual o degrau de carga máximo que o sistema eólico é capaz de suportar, sem a utilização do BESS em um ponto de operação específico. Na sequência, a atuação da malha suplementar, em conjunto com o BESS e a malha de controle do *crowbar*, foram avaliadas para desvios de carga maiores. Avalia-se também a influência da zona morta, usada para coordenar a atuação das malhas de controle, no tempo de reestabelecimento da tensão no barramento CC. Por fim, a atuação do BESS em conjunto com a malha suplementar é avaliada para variações na velocidade do vento.

Os principais parâmetros do sistema eólico utilizado nas avaliações e validações realizadas nesse trabalho são descritos na Tabela 6. Os valores dos ganhos utilizados nos controladores do sistema eólico teste são apresentados no apêndice A e foram ajustados de forma empírica com base no desempenho desejado para o sistema considerando valores típicos para o *overshoot*, oscilações e demais parâmetros, de modo a se obter boas características de desempenho. A

obtenção analítica dos ganhos dos controladores utilizados no sistema será foco de estudos futuros.

**Tabela 6 – Principais parâmetros do sistema eólico teste**

<b>Gerador Síncrono (GS)</b>	
Número de Pólos	2
Potência Nominal ( $MW$ )	2
Velocidade do Rotor ( $rad / s$ )	377
Resistência do Estator ( $p.u.$ )	0,006
Tensão Nominal ( $V$ )	730
Frequência ( $Hz$ )	60
Constante de Inércia ( $s$ )	0,62
<b>Parâmetros da Turbina Eólica</b>	
Potência Nominal ( $MW$ )	2
Vento Nominal ( $m / s$ )	11
Velocidade do Rotor ( $rpm$ )	9-21
Diâmetro do Rotor ( $m$ )	114
Vento “cut-in”/nominal/“cut-out” ( $m / s$ )	4 – 11 – 25
Densidade do Ar ( $kg / m^3$ )	1,225
Coeficiente de Potência Máximo	0,5
Constantes ( $c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6$ )	0,5176; 116; 0,4; 5;21; 0,0068
Constante de Inércia ( $s$ )	3
Rigidez do Eixo de Acoplamento ( $p.u.$ )	0,3
Amortecimento do Eixo de Acoplamento ( $p.u.$ )	1,5
<b>Conversor <i>boost</i> e Barramento CC</b>	
Indutância do conversor <i>boost</i> ( $mH$ )	1,2
Capacitância do barramento CC ( $mF$ )	300
Tensão Nominal do barramento CC ( $V$ )	1300
<b>BESS</b>	
Capacidade Nominal ( $Ah$ )	150
Tensão Nominal ( $V$ )	576
Indutor ( $\mu H$ )	480

Os parâmetros dos componentes do conversor *boost*, localizado na saída do circuito retificador, foram obtidos conforme os modelos clássicos apresentados pela literatura (AHMED, 2008; BARBI, 2006). A indutância do conversor *buck-boost* foi determinada através do modelo apresentado por Roseback (2004). O filtro LCL, localizado na saída conversor do lado da carga, foi dimensionado conforme procedimentos apresentados em Liserre *et al.* (2004) e Teodorescu *et al.* (2011). O valor do indutor de saída do conversor do lado da carga, por exemplo, é



dimensionado com base no valor da corrente de pico máxima admitida, na tensão nominal do barramento CC e na frequência de chaveamento do conversor.

Na Tabela 7 apresentam-se as frequências de chaveamento utilizada pelos conversores e o índice de modulação do conversor do lado da rede obtido por meio da equação (45). Os demais parâmetros dos conversores estão descritos no apêndice A.

**Tabela 7 – Principais parâmetros utilizados nas simulações**

Parâmetro	Símbolo	Valor nominal
Frequência de chaveamento inversor	$f_{ch}$	2 kHz
Índice de modulação do inversor	$m_a$	0,72
Frequência de chaveamento do conversor <i>buck-boost</i>	$f_b$	2 kHz

Ressalta-se que o valor da capacitância do barramento CC foi escolhido baseando-se em valores típicos utilizados por unidades eólicas desse porte. O limite mínimo para a tensão do barramento CC está relacionado principalmente com o índice de modulação máximo permitido para os dispositivos semicondutores do conversor do lado da carga. Para o sistema utilizado, o limite mínimo estabelecido para a tensão no barramento CC é de 980 V. Desta forma, utilizando um barramento CC com tensão de referência de 1300 V, garante-se uma faixa adequada para a atuação conjunta das malhas de controle suplementar, da malha de controle do BESS e da malha do *crowbar*.

As simulações foram realizadas utilizando o modelo discretizado dos conversores que compõem o sistema eólico. O modelo discretizado é adequado para representar dinâmicas rápidas (na ordem de centenas de milissegundos). Enfatiza-se que o tempo total da simulação depende de inúmeros fatores tais como a complexidade do modelo, do tamanho do passo utilizado na simulação, da velocidade do processador, entre outros fatores. Nesse trabalho, utilizou-se o método de passo variável para a simulação (no Inglês, *variable-step solver*), em que o passo de integração é ajustado de forma automática e depende principalmente das dinâmicas do modelo usado. Utiliza-se o algoritmo de integração ODE45, que consiste em uma rotina de cálculo que baseia-se no método de Runge-Kutta de quinta ordem.

Para os propósitos do trabalho, utiliza-se um sistema de armazenamento de energia baseado em banco de baterias. Considera-se um limite máximo para a

potência fornecida pelo sistema de armazenamento de energia, que é feita com base na potência nominal, considerando a descarga da corrente nominal do banco de baterias, de acordo com os dados fornecidos pelo fabricante. Conforme destacado no capítulo 4, a operação das unidades eólicas é restringida por limites de velocidade da turbina eólica, que por sua vez, definem a margem de potência disponível da unidade (potência do vento disponível) baseando-se, principalmente, na velocidade do vento e na velocidade da turbina eólica. A Tabela 8 apresenta as margens de potência disponíveis pela unidade eólica utilizada nos estudos para diferentes valores de vento e considerando  $\omega_{\min} = 0,5 p.u.$ . Através dos valores apresentados na Tabela 8, é possível identificar as regiões de operação da turbina eólica, considerando o limite de velocidade mínima e a velocidade em que a extração de potência é máxima.

**Tabela 8 – Margem de potência disponível no eixo da turbina para diferentes valores de ventos e ângulo de passo zero**

Vento (m/s)	$P_{\min}$ (pu)	$P_{\max}$ (pu)	$\Delta P$ (pu)	$\Delta P$ (kW)
6	0,12	0,1217	0,0017	3,4
7	0,1739	0,1933	0,0194	38,8
8	0,2248	0,2855	0,0607	121,4
9	0,2684	0,4108	0,1424	284,8
10	0,3025	0,5635	0,261	522,0
11	0,3625	0,75	0,3875	775,0
12	0,341	0,9737	0,6327	1265,4
14	0,3475	1	0,6525	1305,0
15	0,343	1	0,657	1314,0

Conforme a velocidade do vento aumenta, a margem de potência disponível pela unidade eólica também aumenta. Para o vento nominal de 11 m/s, a margem de potência disponível é de aproximadamente 775 kW. Para 8 m/s, esse valor é reduzido cerca de 85%, o que corresponde a uma margem de potência equivalente a 121,4 kW. Para ventos superiores a 13 m/s, a variação de potência apresentada na Tabela 8 é limitada em 1 p.u., que corresponde a extração de potência nominal da unidade eólica.

## 6.2 Dimensionamento do BESS

Nesta seção, a metodologia proposta no capítulo 5 para o dimensionamento do banco de baterias é aplicada ao sistema eólico utilizado nesse trabalho. Inicialmente, a determinação da máxima variação de carga (potência ativa) tolerada pela unidade eólica, sem a utilização do BESS, é realizada utilizando o algoritmo apresentado na Figura 53 da seção 5.5, considerando diferentes pontos de operação e, em seguida, os valores obtidos pelo algoritmo são comparados com os resultados de simulação no domínio do tempo. Na sequência, a metodologia proposta na seção 5.6 é utilizada para realizar o dimensionamento do banco de baterias considerando a maior variação de carga que o sistema é capaz de suportar ( $\Delta P_{C\_m\acute{a}x}$ ) sem perder a estabilidade, considerando o ponto crítico de operação.

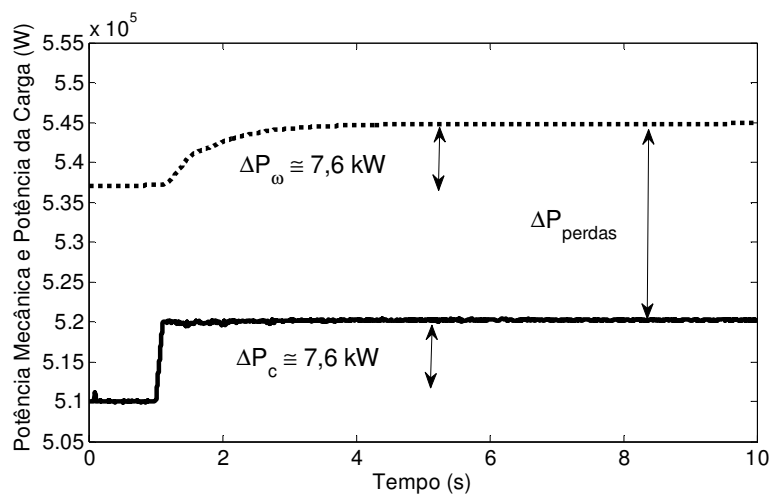
O ponto de operação crítico utilizado nesse trabalho considera o vento mínimo de 8 m/s com a unidade eólica operando com uma margem de segurança 5% abaixo do valor estabelecido pelo algoritmo de MPPT, conforme premissas definidas na seção 4.2, que apresenta os limites e regiões de operação da unidade eólica. A Tabela 9 apresenta os valores obtidos através da aplicação do algoritmo descrito na Figura 53. Os resultados apresentados na Tabela 9 mostram que, no ponto crítico de operação, o degrau de carga máximo suportado pela unidade eólica, sem o BESS e com o controle suplementar proposto, é de aproximadamente 7,6 kW. Isso significa que para esse valor de variação de carga da unidade eólica, a tensão no barramento CC atinge o valor mínimo estabelecido em 980 V.

**Tabela 9 – Variação de potência máxima suportada pela unidade eólica sem a atuação do BESS, considerando o ponto crítico de operação**

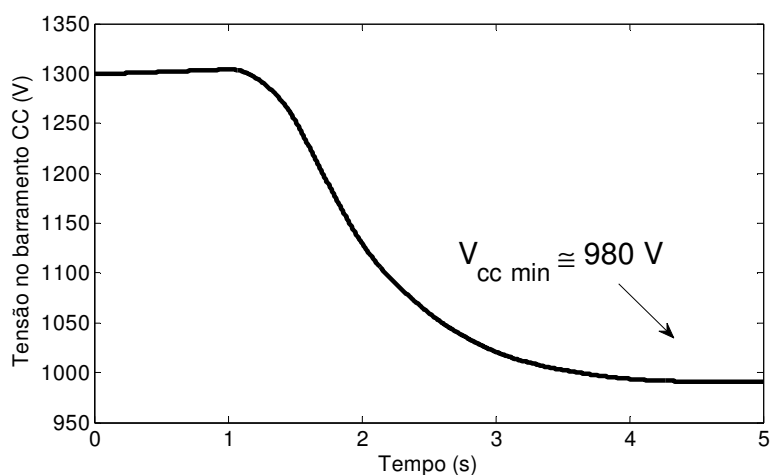
Dados de entrada		Resultados	
Vento (m/s)	8	$\Delta E_{cc\_max}$ (kJ)	109,44
$\omega_{inicial}$ (p.u.)	0,5973	$\omega_f$ (p.u.)	0,6098
$V_{cc\_ref}$ e $V_{cc\_min}$ (V)	1300 e 980	$\Delta P_{\omega\_max}$ (kW)	7,6

Para validar os resultados apresentados na Tabela 9, o sistema eólico autônomo foi submetido à variação de carga de 7,6 kW. A Figura 56 apresenta o valor da potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica e o valor da potência

elétrica da carga e a Figura 57 mostra a tensão no barramento CC, considerando o cenário em análise.



**Figura 56 – Potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica e potência elétrica da carga para a variação de potência de 7,6 kW.**

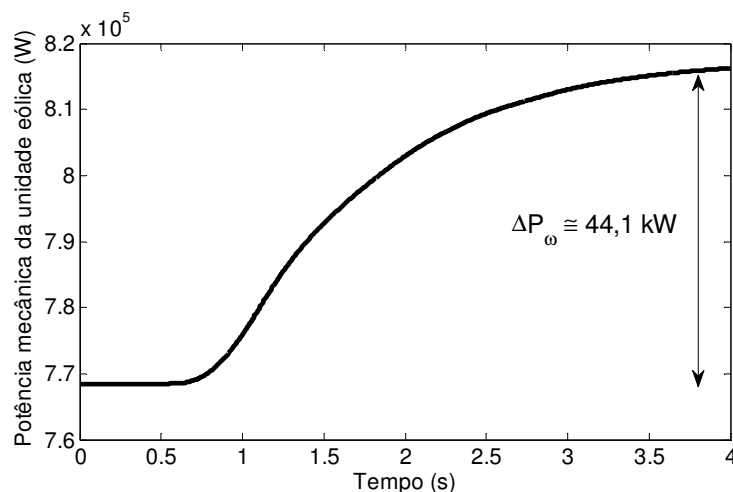


**Figura 57 – Tensão no barramento CC para variação de potência de 7,6 kW.**

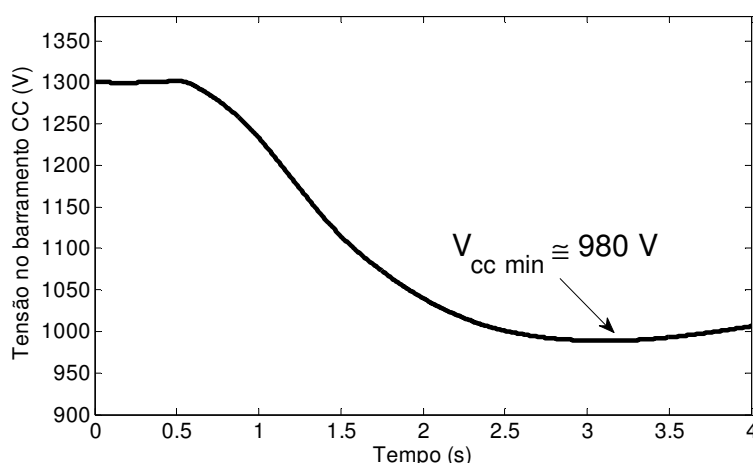
Nota-se significativa semelhança entre o resultado obtido por meio da metodologia proposta e o resultado proveniente da resposta no domínio do tempo do sistema teste. O erro relativo inferior a 2% se deve ao fato da metodologia realizar a simplificação apresentada na equação (70), onde despreza-se a parcela referente a diferença entre o valor da potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica e a potência elétrica fornecida à carga.

Considerando o ponto de operação em que a unidade eólica requer a menor energia para acelerar a turbina (vento de 12 m/s e operando a turbina próximo ao limite ótimo de velocidade mecânica), a máxima variação de potência suportada pela unidade eólica, determinada a partir da metodologia proposta,

corresponde a 44,1 kW. A Figura 58 e a Figura 59 apresentam, respectivamente, a resposta no domínio do tempo do valor da potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica e a tensão no barramento CC considerando o cenário em análise.



**Figura 58 – Potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica para a variação de potência de 44,1 kW.**



**Figura 59 – Tensão no barramento CC para variação de potência mecânica da unidade eólica de 44,1 kW.**

A diferença entre o valor da variação de potência máxima suportada pela unidade eólica obtido através da aplicação do algoritmo descrito na Figura 53 e o valor obtido através da simulação do sistema teste corresponde a aproximadamente 3,5 kW. Nota-se significativa semelhança entre o resultado obtido por meio da metodologia proposta e o resultado obtido a partir da simulação do sistema teste. Isso significa que mesmo com a simplificação realizada pelo algoritmo proposto, apresentado com detalhes no capítulo 5, o valor obtido por meio da aplicação do algoritmo consiste em uma excelente estimativa do degrau de carga máximo suportado pela unidade eólica em qualquer ponto de operação da unidade eólica.

A Tabela 10 apresenta os valores da máxima variação de carga suportada pela unidade eólica, calculados a partir do algoritmo proposto, considerando diferentes pontos de operação e uma tensão mínima de operação do barramento CC de 980 V. Os cenários são avaliados para o vento crítico (8 m/s) e para o vento nominal do sistema (12 m/s), considerando diferentes velocidades para a turbina eólica.

**Tabela 10 – Determinação da máxima variação de carga suportada pela unidade eólica sem a atuação do BESS para diferentes pontos de operação**

Vento 8 m/s (crítico)			Vento 12 m/s (nominal)		
$\omega_{inicial}$ (p.u.)	$\omega_f$ (p.u.)	$\Delta P_{\omega_{max}}$ (W)	$\omega_{inicial}$ (p.u.)	$\omega_f$ (p.u.)	$\Delta P_{\omega_{max}}$ (W)
0,5	0,51489	16.811	0,5	0,51489	48.093
0,52	0,53434	14.651	0,57	0,58311	37.117
0,54	0,55382	12.617	0,64	0,6517	28.107
0,56	0,57334	10.716	0,71	0,72057	20.500
0,58	0,59289	8.950,4	0,78	0,78963	13.929
0,6	0,61247	7.319,5	0,85	0,85885	8.144

Os resultados obtidos a partir do algoritmo proposto mostram o significativo aumento da máxima variação de carga suportada pela unidade eólica conforme a velocidade do vento aumenta. Cabe mencionar que quanto mais próximo da velocidade ótima da turbina, menor é o valor da máxima variação de carga suportada pela unidade eólica. Considerando, por exemplo, a velocidade mínima da turbina (0,5 p.u.) e vento de 12 m/s, a margem de potência disponível é de 48.093 W, cujo valor é aproximadamente três vezes superior quando comparado com a máxima variação de carga referente ao vento de 8 m/s (16.811 W). Desta forma, o algoritmo proposto permite prever qual a máxima variação de carga que a unidade eólica é capaz de suportar em qualquer ponto de operação do sistema eólico, sem a utilização do BESS, de modo que a tensão no barramento CC permaneça dentro dos limites de segurança estabelecidos.

O dimensionamento do banco de baterias é realizado considerando a maior variação de carga que o sistema é capaz de suportar ( $\Delta P_{C_{máx}}$ ) sem perder a estabilidade no ponto crítico de operação. Nesse trabalho, o valor utilizado para  $\Delta P_{C_{máx}}$  corresponde a 18 kW. Ressalta-se que o valor de  $\Delta P_{C_{máx}}$  foi escolhido de forma arbitrária, sendo que outras variações de carga poderiam ser utilizadas, de

acordo com as necessidades de cada aplicação. Conforme será verificado na sequência, para todos os outros pontos de operação, a maior variação de carga que o sistema será capaz de suportar sem perder a estabilidade será igual ou superior ao valor de  $\Delta P_{C\_m\acute{a}x}$  (18 kW).

No caso de sistemas eólicos que utilizem gerador diesel ou outro tipo de sistema auxiliar operando simultaneamente, pode-se considerar variações de carga menores para realizar o dimensionamento do BESS, pois o dispositivo auxiliar pode contribuir na alimentação das cargas do sistema. Em contrapartida, nos casos em que a unidade eólica não utiliza dispositivos auxiliares, o banco de baterias é o único dispositivo responsável por auxiliar a operação estável da unidade eólica. Existe um compromisso entre o degrau de carga máximo a ser suportado pela unidade eólica e o tamanho do banco de baterias a ser utilizado. Essa decisão deve ser tomada principalmente considerando os requisitos de segurança e confiabilidade desejados durante a operação ilhada do sistema eólico.

Considerando a aplicação da metodologia descrita na seção 5.6 e utilizando como premissa o degrau de carga de 18 kW para o ponto de operação crítico, o valor da potência nominal do banco de baterias fornecido pelo algoritmo é de 86 kW. Nesse contexto, esse trabalho considera o modelo de um banco de baterias de chumbo ácido com capacidade individual de 150 Ah e cuja potência nominal é de 86,4 kW, considerando uma *C-rate* igual a 1C (ou seja, a potência nominal é definida considerando a corrente nominal de 150 A). A Tabela 11 fornece as especificações das principais características de um dos módulos do banco de baterias utilizado.

**Tabela 11 – Parâmetros da bateria de chumbo ácido utilizada no sistema eólico**

<b>Bateria CSB</b>	
Modelo	TPL 121500A
Células por unidade	6
Tensão por unidade	12 V
Capacidade	150 Ah @8hr-rate – 1,75 V por célula @25°C
Corrente máxima de descarga	800 A
Resistência interna	6,5 mΩ
Faixas de temperatura de operação	Descarga: -15°C ~ 50°C Carga: -15°C ~ 40°C
Faixas de temperatura para operação normal	25°C ± 3°C
Corrente máxima de carga	45 A

**Fonte: Csb (2014).**

Utilizando o valor da potência nominal do banco de baterias de 86,4 kW, o degrau de carga máximo que a unidade eólica deverá suportar no ponto crítico de operação deverá corresponder ao valor da variação de carga utilizado como premissa pelo algoritmo proposto, que corresponde a 18 kW. Utilizando o banco de baterias projetado, verifica-se na sequência, os resultados obtidos a partir das simulações realizadas no domínio do tempo, referentes a máxima variação de carga (18 kW) e considerando a unidade eólica no ponto crítico de operação. A Figura 60 ilustra o comportamento da tensão no barramento CC considerando o cenário em avaliação. O valor mínimo atingido pela tensão no barramento CC (980 V) corresponde ao valor utilizado como premissa pelo algoritmo proposto para o dimensionamento do banco de baterias. O valor da potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica para a variação de potência correspondente ao cenário avaliado é ilustrado na Figura 61.

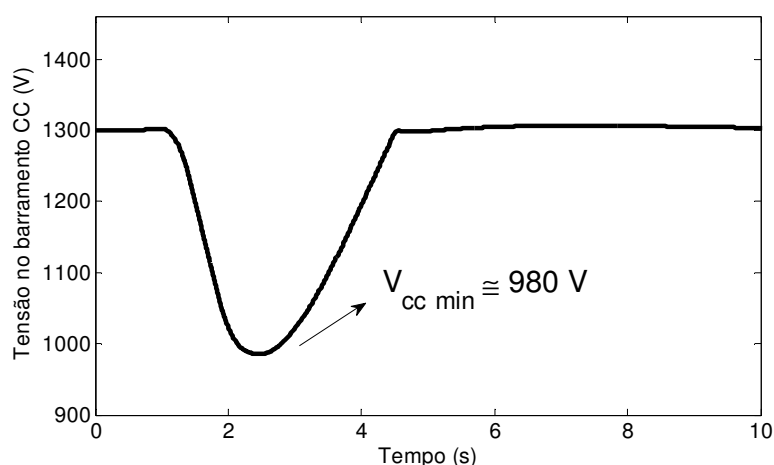


Figura 60 – Tensão no barramento CC para variação de carga de 18 kW.

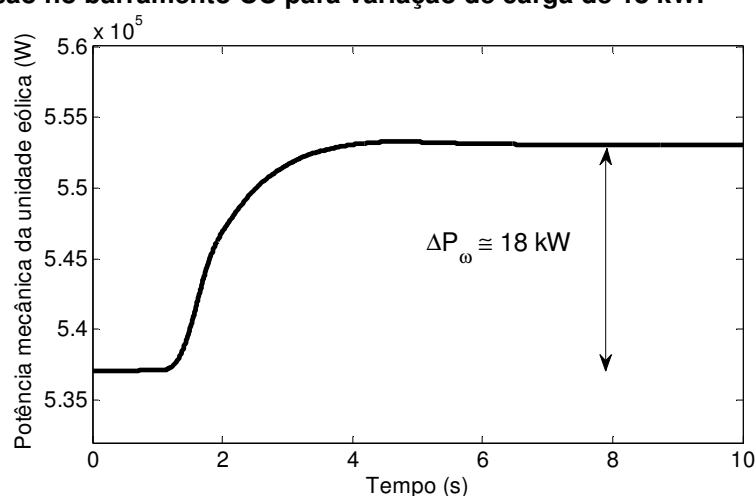


Figura 61 – Potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica para a variação de potência de 18 kW.



Através dos valores obtidos por meio da simulação do sistema teste, conclui-se que os resultados comprovam a eficácia do algoritmo proposto para o dimensionamento do banco de baterias.

As baterias oferecem a possibilidade de taxas de descarga mais elevadas. No caso do banco de baterias utilizado, o fabricante assegura que é possível utilizar uma taxa de descarga cinco vezes superior à taxa de descarga nominal, o que corresponde a uma corrente de 800 A, por até 5 segundos (CSB, 2014). Essa característica poderia ser utilizada como estratégia de controle para a etapa de descarga do banco de baterias. Entretanto, isso causaria uma degradação significativa da vida útil do BESS, diminuindo o número de ciclos disponíveis pelo banco em questão. Nesse contexto, esse trabalho considera que a descarga do BESS será limitada pelo valor da potência nominal do banco de baterias.

### 6.3 Atuação da Malha de Controle Suplementar Proposta sem a Ação do BESS

Nessa subseção avalia-se a atuação da malha de controle suplementar na regulação da tensão do barramento CC para pequenos degraus de carga. A maior variação de carga que o sistema é capaz de suportar sem perder a estabilidade, considerando apenas a atuação da malha de controle suplementar proposta, também é avaliada. Nas simulações realizadas nesta subseção, a unidade eólica opera com velocidade de vento de 12 m/s e alimentando uma carga de 1,7 MW, próxima do limite de velocidade ótima da turbina.

Inicialmente, considera-se o sistema submetido a degraus de carga de  $\pm 1\text{kW}$  de modo a verificar a atuação da malha de controle suplementar sem a inclusão do BESS. A Figura 62 e a Figura 63 mostram a tensão no barramento CC considerando o sistema operando com e sem a malha de controle suplementar para degraus de carga de  $+1\text{kW}$  e  $-1\text{kW}$ , respectivamente, aplicados no instante de tempo  $t = 1$  segundo.

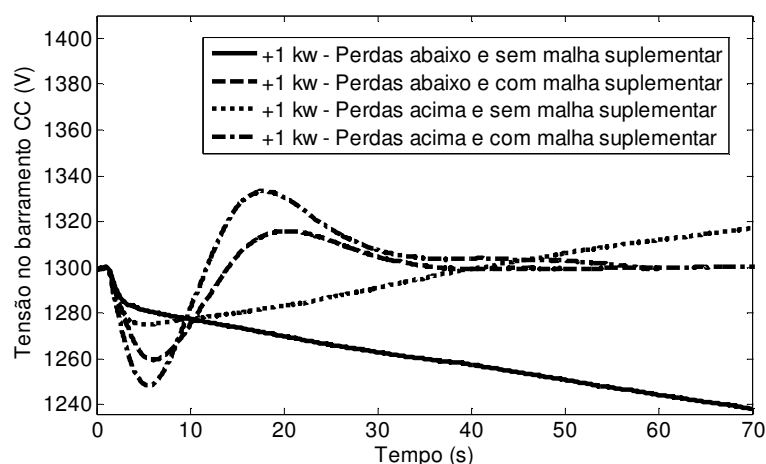


Figura 62 – Tensão no barramento CC para desvios positivos de carga de 1 kW.

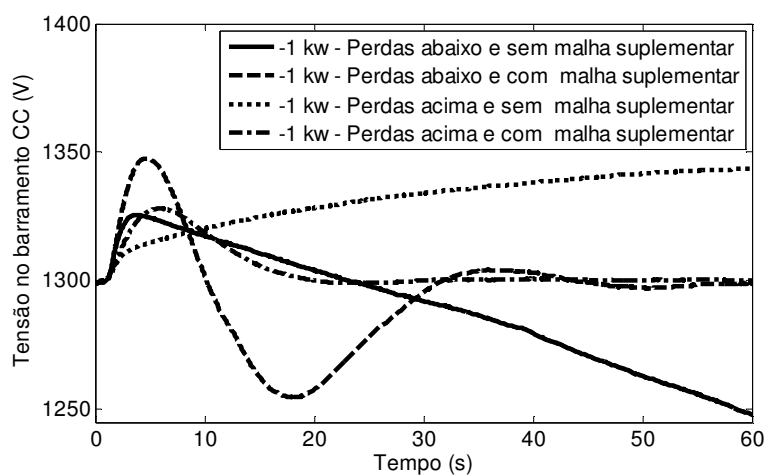


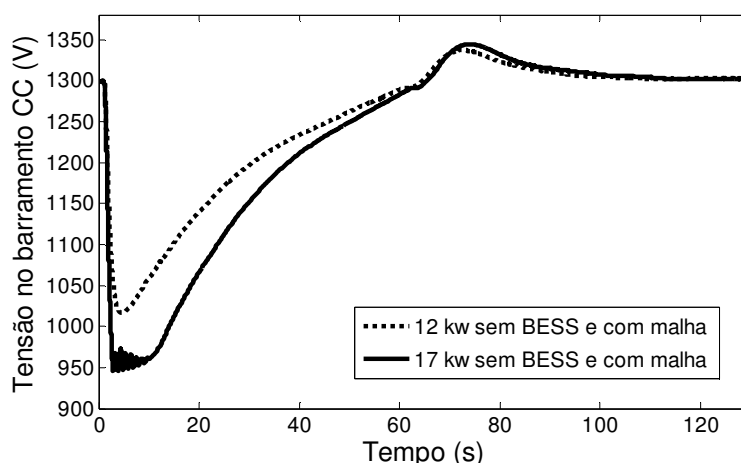
Figura 63 – Tensão no barramento CC para desvios negativos de carga de 1 kW.

No caso onde a malha de controle suplementar não é incluída no sistema, a tensão no barramento CC tende a aumentar ou diminuir, dependendo da estimativa das perdas do sistema. Nesse caso, apresentam-se os resultados para estimativa de perdas acima e abaixo do valor real, o que resulta em um aumento ou diminuição da tensão no barramento CC, respectivamente, caso não seja utilizada a malha de controle suplementar. Esse crescimento ou decaimento do valor da tensão no barramento CC levaria ao desligamento da unidade eólica, para evitar danos ou mau funcionamento do conversor estático. É importante ressaltar que apenas com a malha de controle de velocidade do conversor *boost* é possível controlar a extração de potência do gerador síncrono, entretanto, não é possível manter a tensão no barramento CC constante.

A inclusão da malha de controle suplementar elimina esse problema, pois permite a regulação da tensão no barramento CC, o que preserva o equilíbrio entre

a potência extraída do gerador e a potência fornecida para a carga. Cabe ressaltar que a malha de controle referente à regulação de velocidade, preserva o equilíbrio apenas entre a potência elétrica extraída do gerador e a potência mecânica fornecida pela turbina. Nas estratégias de controle tradicionais, o sistema autônomo regularia a tensão no barramento CC no valor de referência (1300 V) apenas através da atuação do BESS.

Nessa segunda sequência de testes, avalia-se a máxima variação de carga suportada pelo sistema eólico operando apenas com a malha de controle suplementar. A Figura 64 apresenta a resposta da tensão no barramento CC para variações positivas de carga de 12 kW e 17 kW considerando a unidade eólica operando com velocidade de vento de 12 m/s e alimentando uma carga de 1,7 MW, próxima do limite de velocidade mecânica ótima.



**Figura 64 – Tensão no barramento CC para desvio de carga de 12 kW e 17 kW, considerando apenas a atuação do controle suplementar.**

Para ambas as variações de carga avaliadas a malha de controle suplementar inicia a atuação no instante  $t = 64$  s. Desta forma, o sistema autônomo, com a malha de controle suplementar proposta, sem o BESS, foi capaz de reestabelecer a tensão no barramento CC para ambos os desvios positivos de carga avaliados. Para o degrau positivo de carga de 12 kW, o índice de modulação do conversor do lado da carga permanece inferior ao valor máximo. Para desvios de carga superiores a 12 kW, o índice de modulação do conversor do lado da rede atinge o valor máximo, fato que é indesejável na prática, uma vez que excede os limites operacionais do conversor. Como exemplo, aplica-se um desvio de carga de 17 kW, onde é possível verificar variações na tensão do barramento CC entre os instantes de tempo em que a tensão atinge o valor mínimo (3 e 9 segundos). Em

outras palavras, atingir o índice de modulação máximo para o conversor do lado da rede significa que não foi possível manter o fornecimento contínuo à carga durante o intervalo de tempo em questão.

É possível verificar que para o degrau de carga máximo suportado pelo sistema eólico (12 kW), sem a atuação do BESS, o tempo de reestabelecimento da tensão no barramento CC é relativamente alto, atingindo o valor de referência em aproximadamente 114 segundos (Figura 64). A resposta lenta do reestabelecimento da tensão no barramento CC somado ao fato de que para degraus superiores a 12 kW o sistema causaria um *shutdown* do conversor, resulta na necessidade da utilização de um BESS, o que permite melhorar significativamente a resposta dinâmica do sistema eólico e aumentar as variações de carga suportadas pelo sistema.

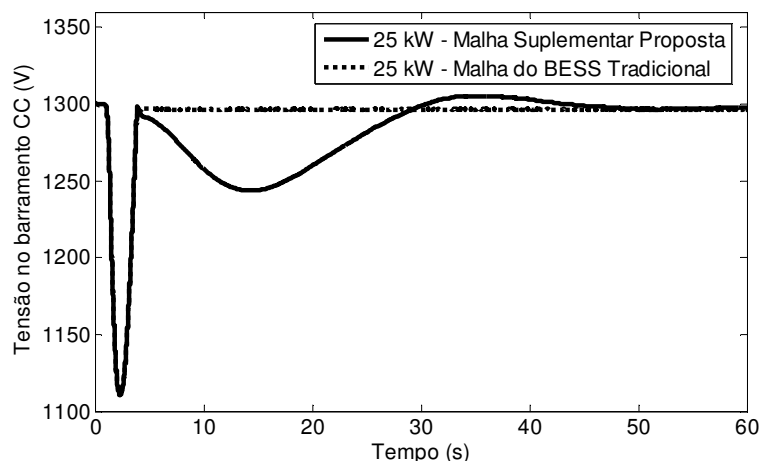
Ressalta-se que o degrau de carga máximo suportado pela unidade eólica é diferente para cada ponto de operação. Essa característica foi avaliada na seção 6.2, em que verificou-se que no ponto crítico de operação, o degrau de carga máximo suportado pela unidade eólica corresponde a aproximadamente 7,6 kW.

#### 6.4 Atuação Conjunta do BESS e da Malha de Controle Suplementar

Nos testes realizados nesta subseção, considera-se a atuação conjunta do BESS e da malha de controle suplementar. O BESS atua a partir do instante em que a tensão no barramento CC é inferior ao valor de  $V_{cc\_bat}$ , estabelecido em 1220 V. Quando a tensão é reestabelecida no valor de  $V_{cc\_ref}$ , correspondente a 1300 V, o BESS é desativado e a malha de controle suplementar é ativada. Existe uma zona de intertravamento do BESS e da malha de controle suplementar entre  $V_{cc\_ref}$  e  $V_{cc\_bat}$ , ou seja, entre 1220 V e 1300 V. Nas simulações realizadas na sequência, a unidade eólica opera inicialmente com velocidade de vento de 12 m/s e alimentando uma carga de 1,7 MW, próxima do limite ótimo de velocidade mecânica.

Neste caso, um degrau de carga de 25 kW é aplicado no sistema, causando a atuação do BESS, pois a tensão no barramento CC sofre um afundamento significativo, devido à elevada energia cinética necessária para

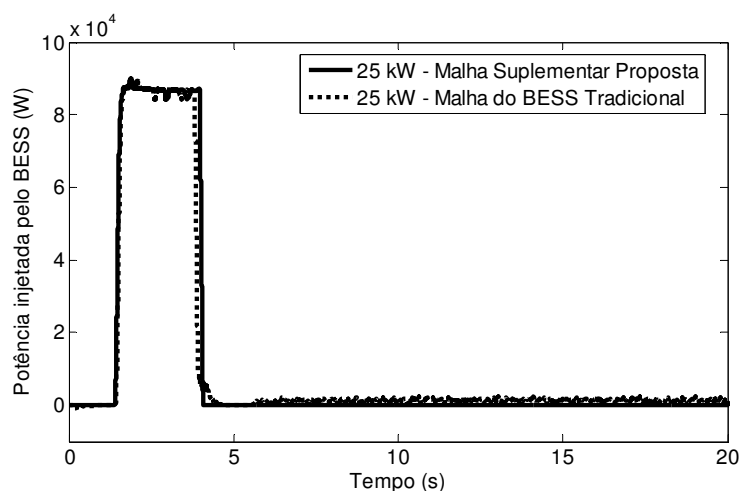
acelerar a turbina. A Figura 65 mostra a tensão no barramento CC considerando a estratégia de controle proposta e a estratégia tradicional, que emprega apenas o BESS para regular a tensão no barramento CC.



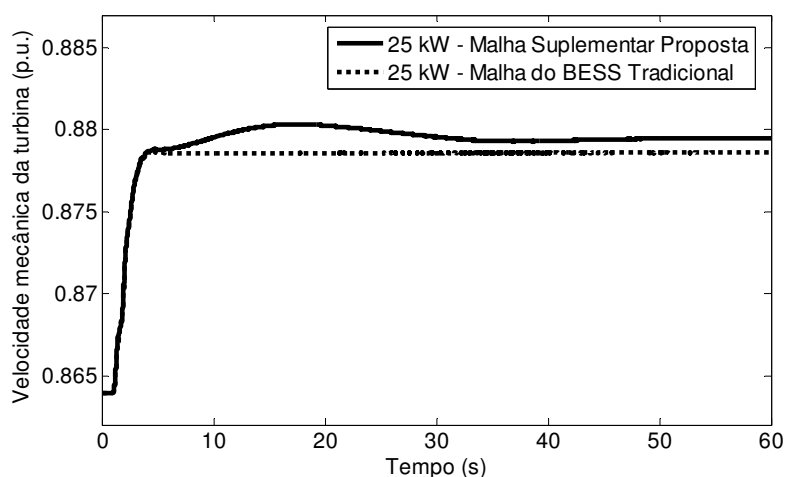
**Figura 65 – Tensão no barramento CC para desvio de carga de 25 kW.**

Verifica-se que para ambas as estratégias de controle avaliadas foi possível regular a tensão no barramento CC em seu valor de referência. No caso tradicional, apenas com a atuação do BESS, o tempo de reestabelecimento da tensão no barramento CC é inferior quando comparado com o tempo obtido através da estratégia de controle proposta. Entretanto, o BESS necessita atuar de maneira contínua para regular a tensão no barramento CC, o que contribui para redução de sua vida útil. No caso em que se utiliza a malha suplementar, que atua a partir de  $V_{cc} = 1300 V$ , o sistema regula adequadamente a tensão no valor de referência, sem a necessidade da atuação do BESS em regime permanente. O valor da potência injetada pelo BESS é ilustrado na Figura 66, onde é possível verificar que por meio da contribuição do controle suplementar proposto é possível reduzir o tempo de atuação do banco de baterias.

A Figura 67 apresenta a velocidade da turbina eólica considerando o desvio de carga de 25 kW, indicando que a malha de controle suplementar ajusta a velocidade da turbina de modo a equilibrar as potências no barramento CC ( $P_{cc\_in} = P_{cc\_out}$ ) e no gerador ( $P_{vento} = P_{gerador}$ ).



**Figura 66 – Comparação das estratégias de controle propostas no valor da potência injetada pelo BESS para o desvio de carga de 25 kW.**



**Figura 67 – Velocidade mecânica da turbina para o desvio de carga de 25 kW.**

O controle do conversor do lado da carga é responsável por manter constantes a tensão e a frequência na carga. Nesse contexto, a Figura 68 ilustra o valor da tensão na carga nas fases A, B e C. O valor da tensão de pico em cada fase corresponde a 537 V e o valor eficaz da tensão em cada fase é de 380 V.

O sistema eólico autônomo, em conjunto com a malha de controle suplementar proposta e o BESS, também foi avaliado considerando a unidade eólica operando próximo ao limite mínimo de velocidade mecânica da turbina eólica, alimentando uma carga de 730 kW, com vento de 12 m/s. Conforme apresentado nas análises precedentes, nesse ponto de operação a unidade eólica em conjunto com o BESS, deve ser capaz de tolerar o maior degrau de carga entre todos os pontos de operação do sistema eólico. A Figura 69 ilustra a resposta da tensão no barramento CC para uma variação positiva de carga de 90 kW. A tensão mínima atingida pelo barramento CC foi de 990 V, valor significativamente superior ao

mínimo valor de tensão que ainda permite a operação adequada do conversor do lado da carga.

Conforme ilustra a Figura 69, o dispositivo *crowbar* atua entre os instantes 10 e 12 segundos. Na sequência, apresenta-se um cenário em que a atuação do *crowbar* ocorre durante um intervalo de tempo maior.

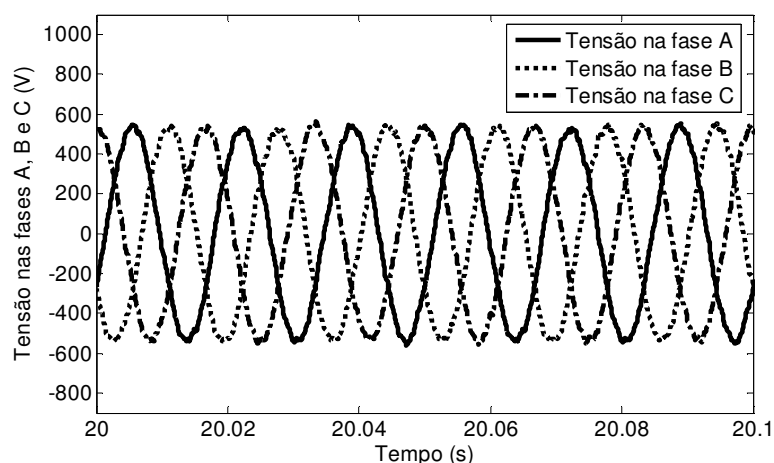


Figura 68 – Tensão na carga nas fases A, B e C.

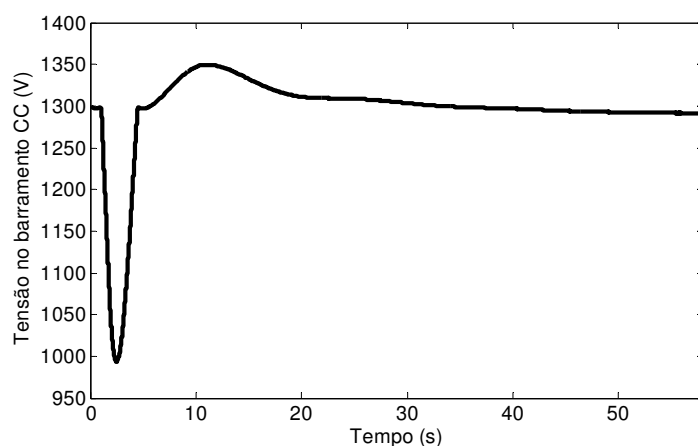


Figura 69 – Tensão no barramento CC para uma variação positiva de carga de 90 kW.

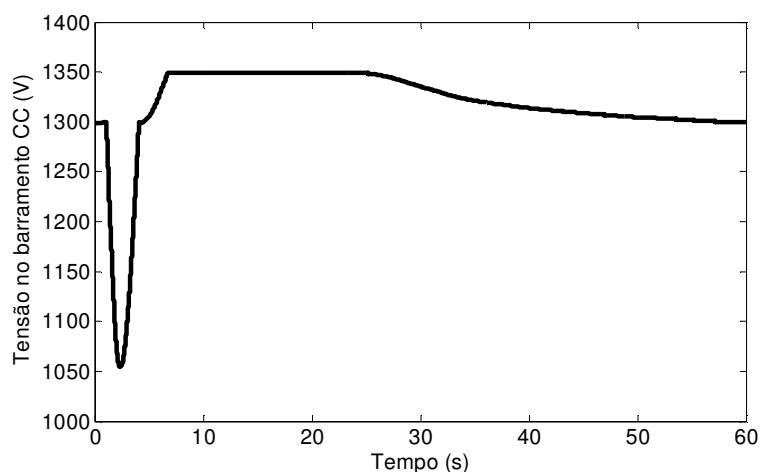
Conforme apresentado, nos casos onde  $V_{cc}$  ultrapassa o limite máximo estabelecido por  $V_{cc\_max} = 1350 V$ , há uma atuação em conjunto da malha suplementar com a malha de controle do *crowbar*, que atua no sentido de dissipar a energia excedente do barramento CC. Em alguns casos, dependendo da estimativa de perdas do sistema, a referência de velocidade para a turbina eólica pode ser consideravelmente superior à velocidade nominal para o ponto de operação considerado. Nessas situações, por meio da atuação da malha suplementar a turbina precisa desacelerar. Esse processo de ajuste da velocidade da turbina pode

fazer com que a tensão no barramento CC atinja o valor limite de atuação da malha de controle do *crowbar*. Nesses casos, há uma atuação conjunta entre a malha suplementar e a malha de controle do *crowbar* para regular a tensão no barramento CC.

Deste modo, a atuação do *crowbar* pode ocorrer em diferentes situações operacionais, como no aumento da velocidade do vento, nos casos em que haja redução da carga elétrica do sistema ou, conforme citado, nas situações em que a estimativa de perdas do sistema esteja acima do valor real. Na sequência, apresentam-se os resultados correspondentes a um cenário em que as perdas estimadas do sistema estão consideravelmente acima do valor real. Na seção 6.6 serão apresentados cenários em que a atuação do *crowbar* ocorre sob variação negativa de carga e variação positiva do vento, respectivamente.

A Figura 70 ilustra a atuação da malha de controle do *crowbar*, considerando a unidade eólica operando próxima ao limite mínimo de velocidade mecânica da turbina eólica, alimentando uma carga de 730 kW. No instante  $t = 1$  segundo, aplica-se uma variação positiva de carga equivalente a 80 kW.

Conforme ilustra a Figura 70, entre os instantes 7 e 25 segundos, a malha de controle do *crowbar* atua dissipando a energia excedente do barramento CC. Nesse caso, conforme mencionado anteriormente, o *crowbar* atua em conjunto com a malha suplementar devido a estimativa de perdas para o ponto de operação considerado estar acima do valor real. No caso avaliado, houve a atuação coordenada da malha suplementar, da malha de controle do BESS e da malha de controle do *crowbar* para a regulação da tensão no barramento CC.

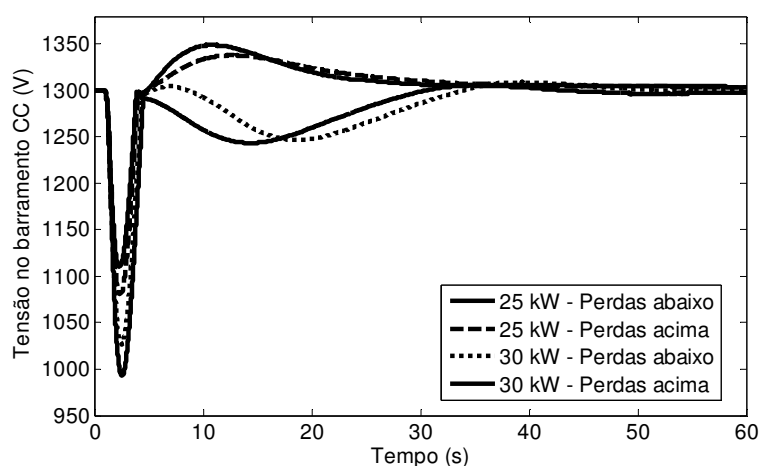


**Figura 70 – Tensão no barramento CC para desvio de carga de 80 kW ilustrando a atuação do *crowbar*.**



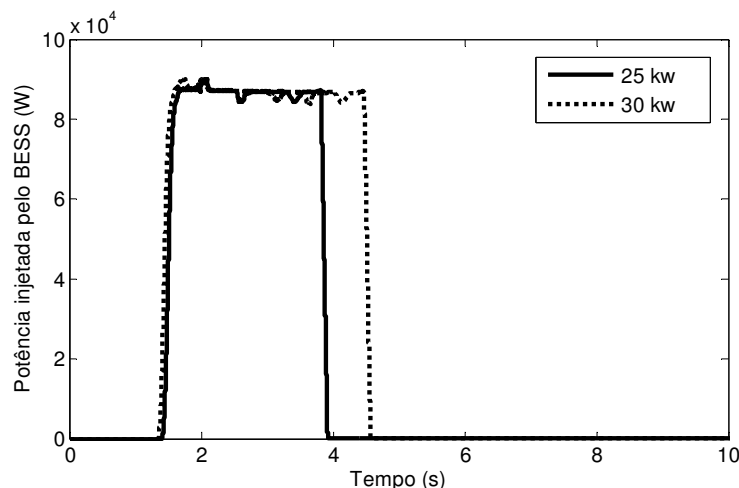
Na sequência, a eficácia do controle proposto é avaliada para diferentes variações de carga (25 kW e 30 kW). A Figura 71 apresenta a tensão no barramento CC perante a aplicação de diferentes degraus de carga, considerando valores de perdas acima e abaixo do valor real. Cabe destacar que o banco de baterias atua para desvios de carga em que a tensão no barramento CC ultrapassa a largura de banda. Quando a tensão retorna para dentro da largura de banda, a malha de controle suplementar, e se necessário a malha do *crowbar*, entram em operação regulando a tensão no barramento CC.

No caso da maior variação de carga considerada (30kW) neste cenário, a tensão do barramento CC caiu para 1000 V, valor significativamente superior ao valor de tensão mínimo que ainda permite a operação adequada do conversor do lado da carga ( $V_{cc\_min\_conv} = 980 V$ ).



**Figura 71 – Tensão no barramento CC para diversos degraus de carga.**

A Figura 72 ilustra a potência injetada pelo BESS para os desvios de carga apresentados na Figura 71. Verifica-se que a potência máxima injetada pelo BESS, para ambos os degraus de carga avaliados é de aproximadamente 86 kW, que corresponde a potência nominal do BESS. Para a variação positiva de carga de 30 kW, o BESS atua 0,5 segundos a mais com relação ao desvio positivo de carga de 25 kW.



**Figura 72 – Potência do BESS para degraus de carga de 25 kW e 30 kW.**

Como forma de comparação, o autor Mohod *et al.* (2011) propõe um sistema eólico de 150 kW associado à um banco de baterias de chumbo ácido. A capacidade do BESS utilizado no sistema proposto em (Mohod *et al.*, 2011) é de 500 Ah, cerca de 3 vezes superior ao banco de baterias utilizado nesse trabalho, que é de 150 Ah. O uso de um BESS de 500 Ah permite desvios de cargas mais elevados, no entanto, o custo total do sistema pode tomar proporções extremamente elevadas. Esse trabalho, entretanto, prevê a atuação do BESS apenas durante aumentos de carga, auxiliando na energia utilizada para acelerar a máquina até que a unidade eólica atinja o novo ponto de equilíbrio.

Para situações de vento insuficiente, em que a unidade eólica não tenha capacidade de suprir a demanda de carga, esse trabalho propõe a utilização de um gerador a diesel em conjunto com o sistema eólico. O gerador diesel só entraria em operação em condições críticas de operação, em que a unidade eólica e o BESS não sejam capazes de suprir a demanda de carga. Com isso, diminui-se a atuação do gerador a diesel, promovendo a redução do uso de combustível e demais custos com operação e manutenção.

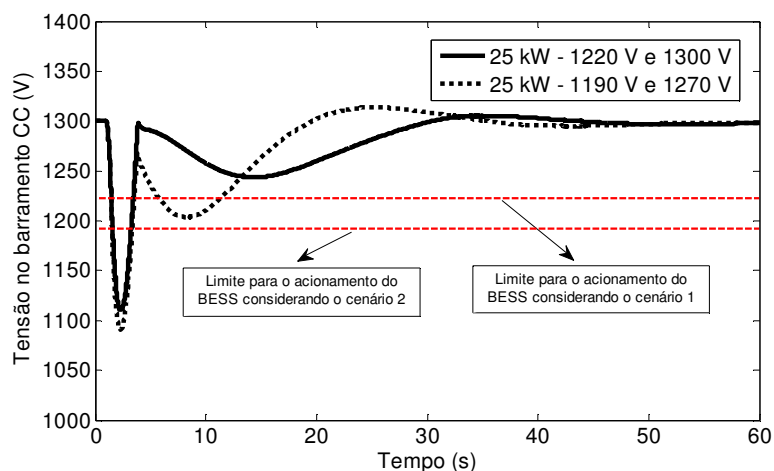
## 6.5 Faixa de Atuação da Malha de Controle Suplementar

Nas análises apresentadas na seção anterior, o BESS fornece energia para o sistema quando a tensão no barramento CC é inferior a 1220 V. A malha de

controle suplementar, por sua vez, inicia a atuação quando a tensão no barramento CC atinge 1300 V. Entretanto, é possível aumentar ou diminuir a margem de atuação da malha de controle suplementar ou alterar a faixa de atuação do BESS.

Os testes apresentados nessa subseção consideram um degrau de carga de 25 kW e diferentes faixas de atuação para a malha de controle suplementar e para o BESS. Nas simulações realizadas na sequência, a unidade eólica opera com velocidade de vento de 12 m/s próxima do limite ótimo de velocidade mecânica.

Comparam-se os resultados considerando dois cenários. No primeiro cenário, o BESS inicia a atuação quando a tensão no barramento CC é inferior a 1220 V e com a malha suplementar iniciando a atuação no instante em que a tensão no barramento CC atinge 1300 V. No segundo cenário, o BESS inicia a atuação quando a tensão no barramento CC é inferior a 1190 V e a malha suplementar entra em operação quando a tensão no barramento em questão atinge 1270 V. O comportamento da tensão no barramento CC para as considerações descritas acima é ilustrado na Figura 73.



**Figura 73 – Tensão no barramento CC para diferentes faixas de atuação da malha de controle suplementar.**

Na avaliação realizada, verifica-se diferentes atuações da malha de controle suplementar, no entanto, o tempo de reestabelecimento da tensão no barramento CC é praticamente igual para ambos os cenários avaliados. Considerando o primeiro caso, em que a faixa de atuação da malha suplementar é limitada entre 1220 V e 1300 V, verifica-se que após a malha suplementar iniciar a atuação (3,9s) o valor mínimo atingido pela tensão no barramento CC é 1250 V. No segundo caso a atuação da malha de controle suplementar fez com que a tensão

atingisse o valor mínimo de aproximadamente 1203,7 V, ou seja, valor próximo do limite em que o BESS reiniciaria a atuação que é de 1190 V.

Para ambos os cenários avaliados, foi possível reestabelecer a tensão no barramento CC para o valor de referência em tempos aproximadamente iguais. Conclui-se, portanto, que a escolha da largura de banda mais adequada dependerá do compromisso entre o tempo de uso do BESS e o desvio máximo da tensão no barramento CC.

## 6.6 Atuação do BESS em Conjunto com a Malha Suplementar Sob Variações de Vento

Nas análises apresentadas nas seções precedentes, a velocidade do vento foi mantida constante e avaliou-se a resposta do sistema frente a variações típicas de carga. Nesta subseção, avalia-se a operação da unidade eólica frente às variações na velocidade do vento. Nesses casos, a malha de controle referente a regulação de velocidade da turbina em conjunto com a malha de controle suplementar e a malha de controle do BESS devem ajustar o ponto de operação da unidade eólica e regular o valor da tensão no barramento CC. As variações de vento, do ponto de vista operacional, são similares às variações de carga, uma vez que a unidade eólica deve ajustar a velocidade da turbina eólica no valor correspondente ao novo ponto de operação.

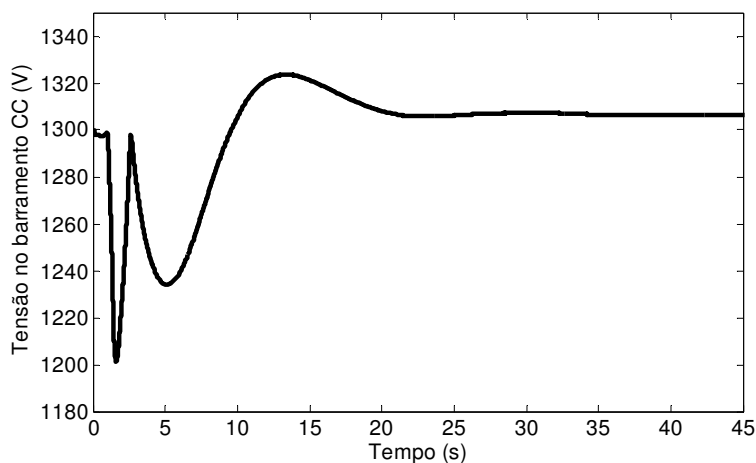
As variações de vento utilizadas nas simulações do sistema teste foram baseadas em valores típicos de variações de vento reais, conforme apresentado no trabalho de Rosas (2003). Verificou-se que as variações de vento em geral não são maiores que 1 m/s em uma escala de tempo de 5 segundos. Em um intervalo de 30 segundos, por exemplo, as amostras indicam que a velocidade do vento encontra-se no intervalo entre 8,1 m/s e 8,8 m/s (ROSAS, 2003).

Desta forma, nessa sequência de testes realizados, avaliam-se cinco cenários. O primeiro cenário considera uma diminuição na velocidade do vento de 12 para 11 m/s. No segundo cenário, um novo conjunto de simulações é realizado considerando o vento variando de 12 para 11 m/s, seguido por um degrau de carga negativo de 5 kW. No terceiro cenário, o objetivo é avaliar o comportamento do

sistema após uma variação negativa de vento (12 para 11 m/s) seguida de uma variação positiva de carga equivalente a 15 kW. Nesse caso, a variação de carga é aplicada ao sistema enquanto a malha suplementar está atuando.

Na sequência, no quarto cenário, avalia-se o desempenho do controle proposto considerando o sistema submetido à variação da velocidade do vento de 12 m/s para 13 m/s. Por fim, avalia-se a atuação conjunta das malhas de controle da unidade eólica considerando um quinto cenário de operação crítica, com variações sucessivas de vento. Nesse último cenário o vento varia de 12 m/s para 11 m/s e de 11 m/s para 10,5 m/s, considerando, na sequência, uma variação positiva de carga.

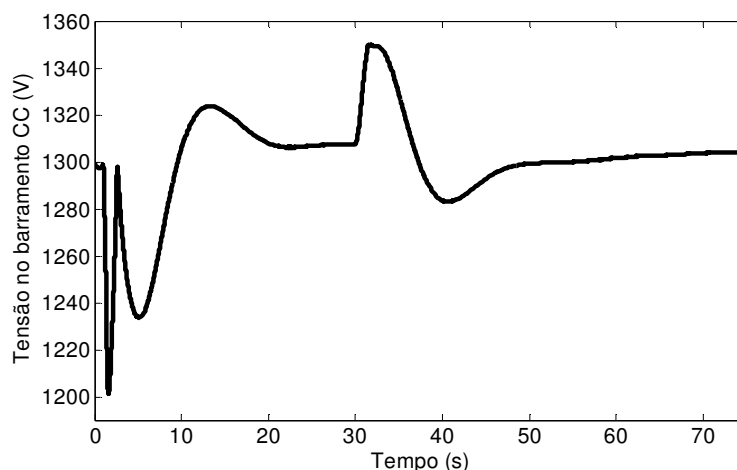
No primeiro cenário avaliado, aplica-se um degrau na velocidade do vento variando-se de 12 m/s para 11 m/s em  $t = 1$  segundo com a unidade eólica operando próxima ao limite de velocidade mecânica mínima (0,5 p.u.). A Figura 74 ilustra o comportamento da tensão no barramento CC para o cenário avaliado. Verifica-se que as malhas de controle da unidade eólica regulam a tensão no barramento CC em aproximadamente  $t = 20$  segundos. Nesse caso, a variação do vento resultou em uma variação na potência mecânica da unidade eólica de aproximadamente 38 kW.



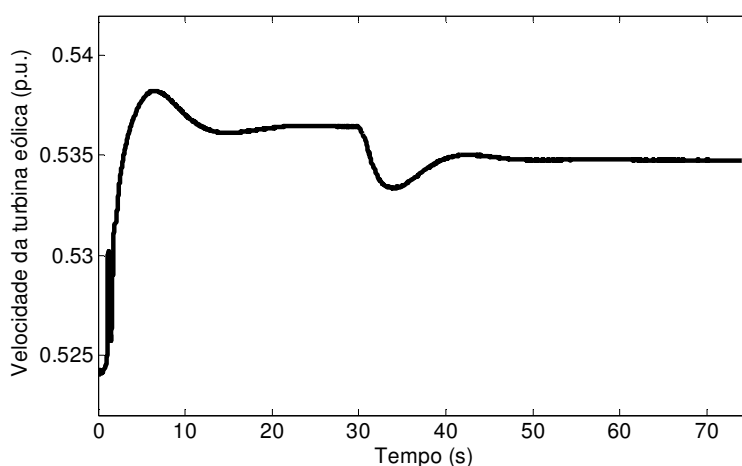
**Figura 74 – Tensão no barramento CC considerando o degrau de vento de 12 m/s para 11 m/s.**

No segundo cenário avaliado, aplica-se um degrau na velocidade do vento de 12 m/s para 11 m/s em  $t = 1$  segundo com a unidade eólica operando próxima ao limite de velocidade mecânica mínima (0,5 p.u.). A carga elétrica do sistema é mantida constante em 730 kW e no instante  $t = 30$  segundos um degrau de carga negativo de 5 kW é aplicado no sistema. A Figura 75 e a Figura 76 ilustram, respectivamente, o comportamento da tensão no barramento CC e a velocidade mecânica da turbina para o segundo cenário avaliado. Percebe-se a

atuação da malha de controle do *crowbar* durante o período entre 31 e 33 segundos. Na sequência, a malha de controle suplementar da unidade eólica regula a tensão no barramento CC no valor de referência.



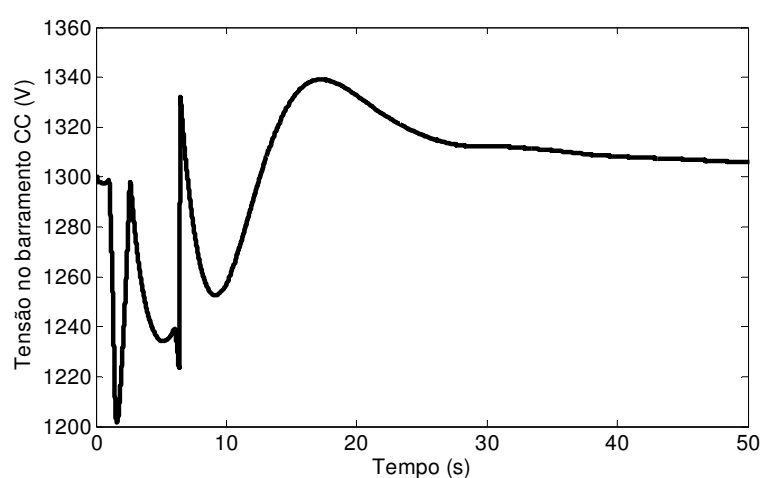
**Figura 75 – Tensão no barramento CC considerando o degrau de vento de 12 m/s para 11 m/s em  $t = 1$  segundo e com variação negativa de carga de 5 kW em  $t = 30$  segundos.**



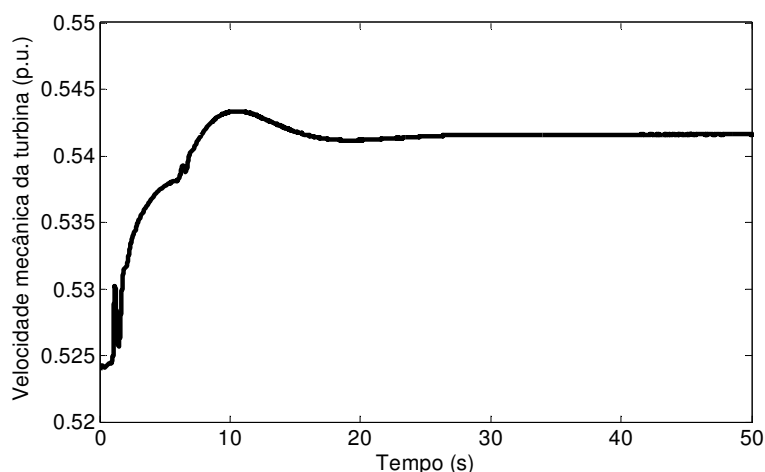
**Figura 76 – Velocidade mecânica da turbina eólica considerando o degrau de vento de 12 m/s para 11 m/s em  $t = 1$  segundo e com variação negativa de carga de 5 kW em  $t = 30$  segundos.**

No terceiro cenário, o objetivo é avaliar o comportamento do sistema após uma variação negativa de vento (12 para 11 m/s em  $t = 1$  segundo) e em  $t = 6$  segundos o sistema é submetido a uma variação positiva de carga equivalente a 15 kW. A unidade eólica está operando próxima ao limite de velocidade mecânica mínima (0,5 p.u.) com carga de 730 kW. A variação de carga equivalente a 15 kW é aplicada ao sistema enquanto a malha suplementar está atuando. A Figura 77 e a Figura 78 ilustram, respectivamente, o comportamento da tensão no barramento CC e a velocidade mecânica da turbina para o terceiro cenário avaliado. Nesta situação, após a ocorrência do degrau de vento, o BESS inicia a atuação na etapa de

descarga. Em aproximadamente  $t = 4$  segundos, a malha suplementar é ativada com o objetivo de regular a tensão no barramento CC. Entretanto, após 2 segundos, um degrau de carga positivo de 15 kW é aplicado no sistema (em  $t = 6$  segundos). Nesta situação, a malha suplementar é desativada no instante em que a tensão no barramento CC atinge o valor de 1220 V e o BESS reinicia a etapa de descarga. Na sequência, a tensão no barramento CC atinge o valor em que a malha suplementar é ativada (1300 V) e o BESS é desativado. Desse instante em diante, a malha de controle suplementar torna-se responsável pela regulação da tensão no barramento CC.



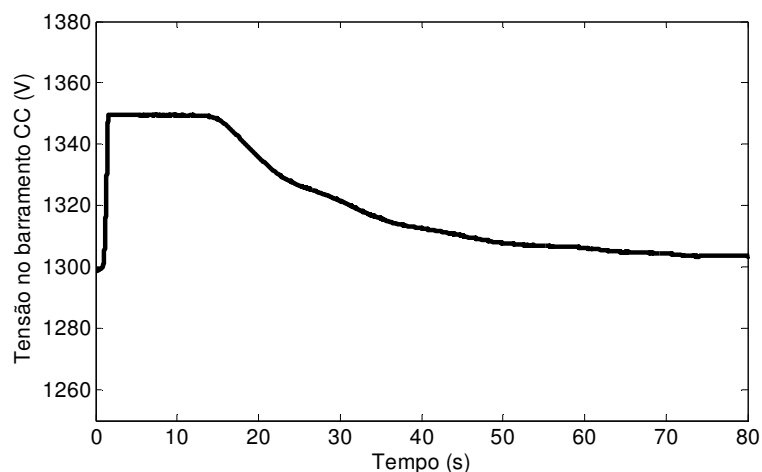
**Figura 77 – Tensão no barramento CC considerando o degrau de vento de 12 m/s para 11 m/s em  $t = 1$  segundo e variação positiva de carga de 15 kW em  $t = 6$  segundos.**



**Figura 78 – Velocidade mecânica da turbina eólica considerando o degrau de vento de 12 m/s para 11 m/s em  $t = 1$  segundo e variação positiva de carga de 15 kW em  $t = 6$  segundos.**

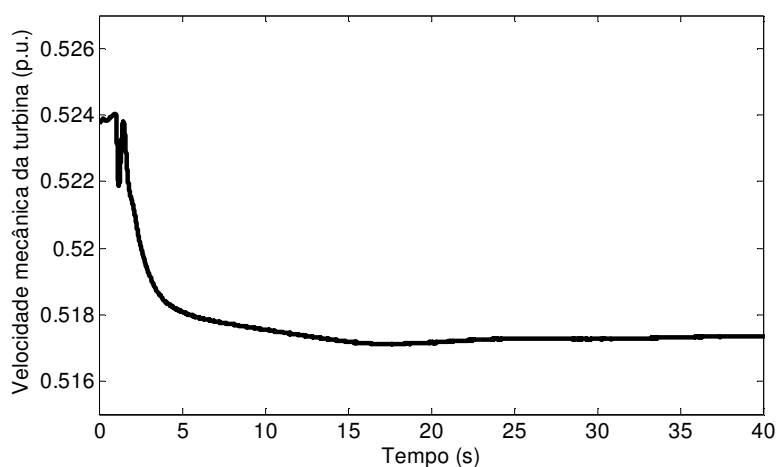
Na sequência, avalia-se o desempenho do controle proposto considerando o sistema submetido à variação da velocidade do vento de 12 m/s

para 13 m/s. Neste quarto cenário, a unidade eólica opera com carga nominal correspondente a 730 kW e próximo ao limite de velocidade mecânica mínima da turbina eólica. A variação da velocidade do vento resulta em um aumento de aproximadamente 38,6 kW na potência mecânica da unidade eólica. A Figura 79 ilustra o comportamento da tensão no barramento CC para o cenário em análise.



**Figura 79 – Tensão no barramento CC considerando o degrau de vento de 12 m/s para 13 m/s com carga constante de 730 kW.**

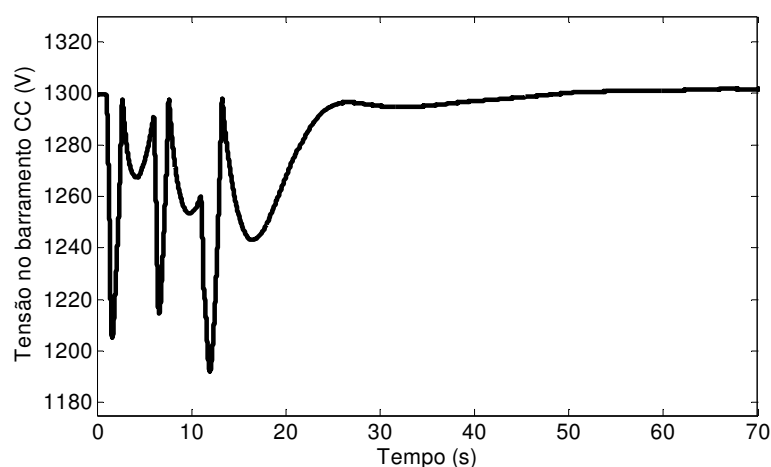
Conforme ilustra a Figura 80, logo após o aumento na velocidade do vento de 12 para 13 m/s, a turbina precisa desacelerar para atingir o novo ponto de equilíbrio. Com isso, a tensão no barramento CC tende a aumentar, e em particular para o cenário avaliado, houve a atuação coordenada da malha suplementar e da malha de controle do *crowbar* para a regulação da tensão no barramento CC.



**Figura 80 – Velocidade mecânica da turbina considerando o degrau de vento de 12 m/s para 13 m/s com carga constante de 730 kW.**

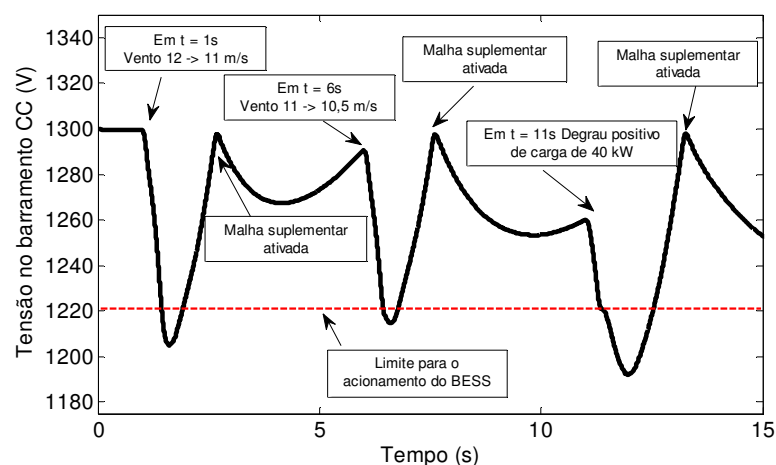


Por fim, avalia-se a atuação conjunta das malhas de controle da unidade eólica considerando um quinto cenário de operação crítica, com variações sucessivas de vento. Nesse último cenário o vento varia de 12 m/s para 11 m/s e de 11 m/s para 10,5 m/s, considerando na sequência uma variação positiva de carga. Nesse cenário, em  $t = 1$  segundo, o vento varia de 12 m/s para 11 m/s e após 5 segundos, o vento varia de 11 m/s para 10,5 m/s. No instante  $t = 11$  segundos, a unidade eólica é submetida a um degrau positivo de carga de 40 kW. A Figura 81 ilustra o comportamento da tensão no barramento CC para o cenário avaliado.



**Figura 81 – Tensão no barramento CC considerando variações sucessivas de vento e carga.**

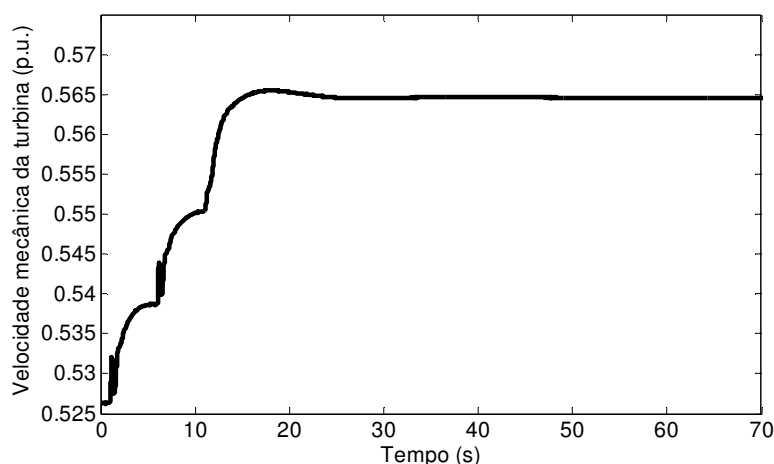
Para melhor ilustrar as perturbações aplicadas, a Figura 82 apresenta o comportamento da tensão no barramento CC para o período de tempo entre 0 e 15 segundos, indicando os instantes de tempo em que ocorrem as perturbações e a entrada da malha suplementar e da malha de controle do BESS.



**Figura 82 – Ilustração da atuação das malhas de controle considerando variações sucessivas de vento e carga.**

Conforme ilustra a Figura 82, em  $t = 1$  segundo, a unidade eólica sofre um decréscimo na velocidade do vento de 12 m/s para 11 m/s. Devido a inércia inerente ao conjunto turbina-gerador, instantaneamente a velocidade mecânica da turbina não pode ser alterada. Entretanto, ocorre uma redução instantânea no valor da potência mecânica disponível pela unidade eólica, devido à redução na velocidade do vento. Com isso, a tensão no barramento CC começa a decair, e após ultrapassar a largura de banda do BESS (1220 V), o banco de baterias inicia a etapa de descarga. Quando a tensão no barramento CC atinge o valor de 1300 V, o BESS é desativado e a malha de controle suplementar é ativada, iniciando o processo de regulação da tensão no barramento CC. Entretanto, em  $t = 6$  segundos, uma nova perturbação no vento é aplicada no sistema, variando-se a velocidade de 11 m/s para 10,5 m/s. De forma análoga a situação anterior, após a atuação do BESS, a tensão no barramento CC atinge 1300 V, instante em que a malha suplementar reinicia a atuação e o BESS é desativado. Na sequência, em  $t = 11$  segundos, o sistema é submetido a uma variação positiva de carga de 40 kW. Do mesmo modo, após o tempo de atuação do BESS, a malha suplementar é ativada regulando a tensão no barramento CC, sem a necessidade de atuação do banco de baterias em regime permanente.

A Figura 83 ilustra o comportamento da velocidade mecânica da turbina para o cenário avaliado. Conforme ilustra a Figura 83, após as variações sucessivas no vento de 12 m/s para 11 m/s para 10,5 m/s, seguida de uma variação positiva de carga de 40 kW, a malha de controle referente a regulação de velocidade da turbina atua no sentido de acelerar a máquina para atingir o novo ponto de equilíbrio. É importante enfatizar que a malha de controle referente à regulação de velocidade preserva o equilíbrio apenas entre a potência elétrica extraída do gerador e a potência mecânica fornecida pela turbina. Por meio da atuação da malha suplementar, mantém-se o equilíbrio entre a potência extraída do gerador e a potência fornecida para a carga. Como consequência da atuação da malha suplementar, a velocidade da turbina é ajustada no seu valor exato, ou seja, em regime permanente a potência mecânica extraída pela turbina corresponde ao valor das perdas totais do sistema acrescido do valor da potência da carga.



**Figura 83 – Velocidade mecânica da turbina considerando variações sucessivas de vento e carga.**

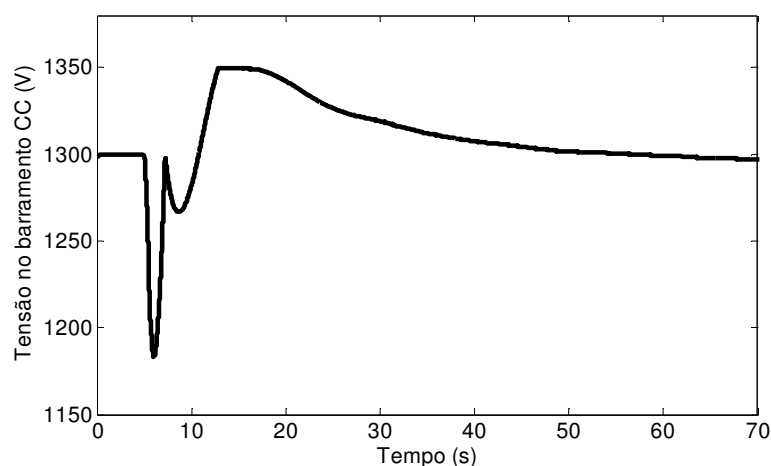
### 6.7 Operação da Turbina Eólica na Velocidade Mecânica Mínima

Na seção 4.3 foram apresentadas as regiões de operação das turbinas eólicas, onde verificou-se que a operação das unidades eólicas é restringida por limites da velocidade mecânica da turbina. Nesse contexto, um dos problemas inerentes ao limite mínimo da velocidade mecânica das turbinas eólicas surge quando a potência elétrica da carga é inferior à potência mecânica mínima que a turbina eólica é capaz de fornecer quando está operando na velocidade mecânica mínima. Por exemplo, supõe-se que o limite inferior de potência mecânica disponível pela turbina eólica para um vento de 12 m/s corresponda a 730 kW (operando com velocidade mecânica de 0,5 p.u.) e que a unidade eólica seja submetida a uma variação negativa de carga de 50 kW. Nesse caso, a turbina eólica não será capaz de diminuir a velocidade mecânica para atender a nova demanda de carga, visto que está operando no limite mecânico mínimo de velocidade. Nestas situações, é fundamental a utilização de estratégias de controle e operacionais que viabilizem a operação ilhada da unidade eólica de modo a permitir a operação sob condições de baixo carregamento.

Uma alternativa é a utilização do *crowbar* nas situações em que a turbina esteja no limite mínimo de velocidade e haja redução da carga elétrica. Através da estratégia proposta, também é possível atender demandas de carga que sejam inferiores à potência mínima disponível pelo sistema eólico. Nesse contexto, propõe-

se nesse trabalho a utilização do dispositivo *crowbar* nas situações em que a turbina esteja operando no limite mínimo de velocidade mecânica mínima e haja reduções na carga elétrica do sistema. Na estratégia proposta, a referência de velocidade mecânica da turbina é limitada no valor mínimo de operação com uma margem de segurança de 5% acima da velocidade mecânica mínima. Nos casos em que a referência de velocidade mecânica da turbina for igual ou menor que o limite mínimo estabelecido, um sinal de controle é utilizado pela malha de controle do *crowbar*, alterando a referência de tensão em que a malha em questão inicia a atuação para o valor da tensão de referência no barramento CC (1300 V). Nas situações em que a unidade eólica esteja operando acima do limite mínimo de velocidade mecânica, o sinal de referência para a atuação da malha de controle do *crowbar* é alterado para o valor normal de operação correspondente a  $V_{cc\_max}$  (1350 V).

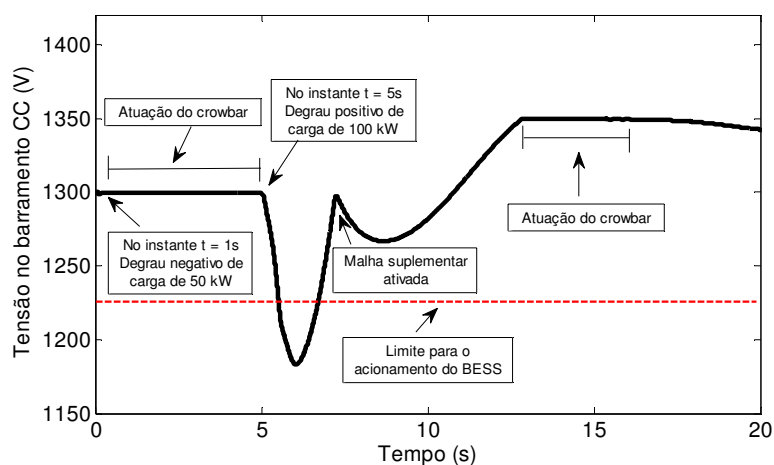
Nas simulações realizadas na sequência, a unidade eólica opera próxima do limite mínimo de velocidade mecânica com a margem de segurança de 5% e com vento de 12 m/s. No primeiro cenário avaliado, aplica-se um degrau negativo de carga de 50 kW em  $t = 1$  segundo. Na sequência, em  $t = 5$  segundos a unidade eólica é submetida a um degrau de carga positivo de 100 kW. A Figura 84 ilustra o comportamento da tensão no barramento CC para o cenário avaliado.



**Figura 84 – Tensão no barramento CC considerando o sistema operando na velocidade mecânica mínima.**

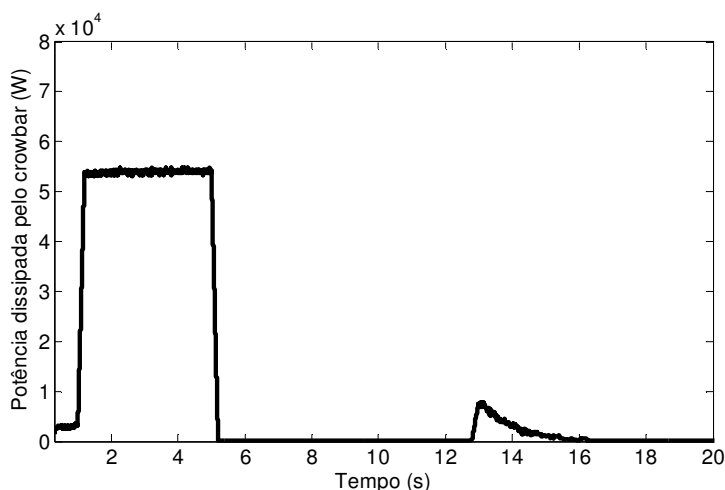
Nesse caso, a velocidade de referência da turbina é mantida no limite mínimo de 0,525 p.u. Após o degrau negativo de carga de 50 kW em  $t = 1$  segundo, é possível verificar que a tensão no barramento CC não sofre alterações, uma vez que o *crowbar* assume a variação de carga aplicada no sistema. No instante

$t = 5$  segundos, após o acréscimo de carga de 100 kW, a referência de velocidade da turbina é superior ao limite mínimo. Nesse caso, a referência para a atuação da malha de controle do *crowbar* é alterada para 1350 V e ocorre a atuação conjunta das malhas de controle do BESS, suplementar e da malha de controle do *crowbar* para a regulação da tensão no barramento CC. Para melhor ilustrar a atuação das malhas de controle, a Figura 85 mostra o comportamento da tensão no barramento CC durante o período entre 0 e 20 segundos, indicando os instantes de tempo em que ocorrem as perturbações e a atuação das malhas de controle.



**Figura 85 – Ilustração da atuação das malhas de controle considerando o sistema operando na velocidade mecânica mínima.**

Na Figura 86 a potência dissipada pelo *crowbar* é apresentada. Conforme ilustrado na figura em questão, após o degrau de carga negativo de 50 kW, em  $t = 1$  segundo, a variação de carga é assumida pelo *crowbar*, pois nesse caso a velocidade mecânica da turbina encontra-se no limite mínimo.



**Figura 86 – Potência dissipada pelo *crowbar* considerando o sistema operando na velocidade mecânica mínima com vento de 12 m/s.**

No segundo cenário avaliado, aplica-se um degrau negativo de carga de 50 kW no instante  $t = 1$  segundo. Na sequência, em  $t = 5$  segundos, a unidade eólica é submetida a um degrau de carga positivo de 20 kW. A Figura 87 ilustra o comportamento da tensão no barramento CC para o cenário avaliado. Verifica-se que a tensão no barramento CC não sofre alterações sob as condições de perturbações aplicadas no sistema. A Figura 88 ilustra a potência dissipada pelo *crowbar*. É importante ressaltar que no instante que ocorre o segundo degrau de carga de 20 kW em  $t = 5$  segundos, a referência de velocidade da turbina eólica continua no valor mínimo estabelecido conforme mostra a Figura 89.

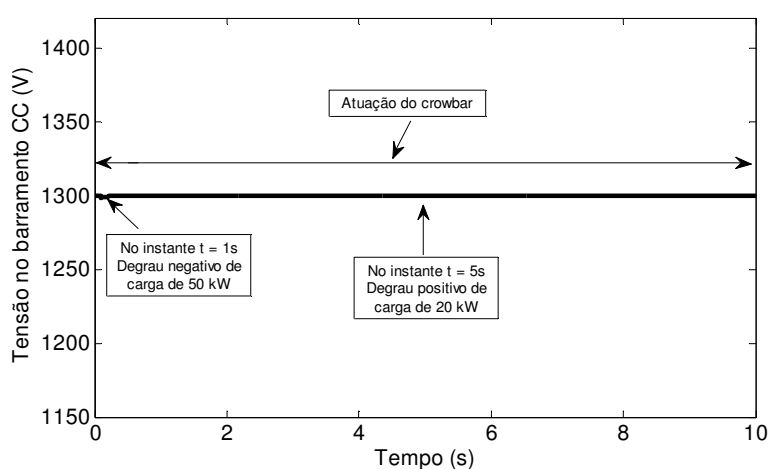


Figura 87 – Tensão no barramento CC considerando o sistema operando na velocidade mecânica mínima.

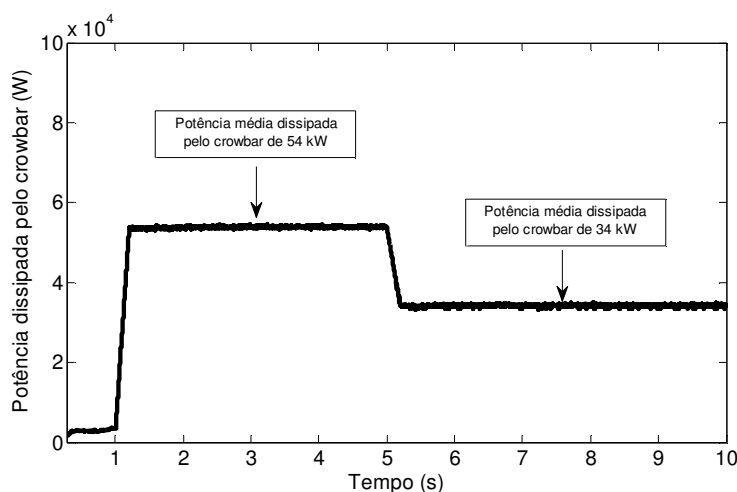
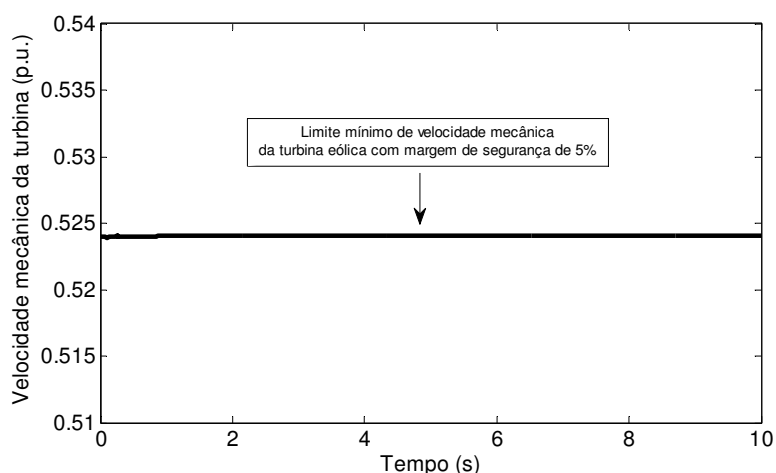


Figura 88 – Potência dissipada pelo *crowbar* considerando o sistema operando na velocidade mecânica mínima.



**Figura 89 – Velocidade mecânica da turbina considerando o sistema operando na velocidade mecânica mínima.**

De maneira alternativa, destaca-se que também é possível utilizar o ângulo de passo das pás da turbina para limitar o rendimento aerodinâmico da turbina, ou seja, aumentando-se o ângulo de passo promove-se a diminuição da eficiência do rotor eólico e conseqüentemente torna-se possível atender demandas de carga inferiores à potência mínima disponível pela unidade eólica quando está operando na velocidade mecânica mínima. A Tabela 12 apresenta a potência mecânica mínima disponível pela turbina eólica considerando diferentes valores de vento e ângulos de passos para a turbina eólica utilizada nos estudos propostos.

**Tabela 12 – Potência mecânica mínima disponível pela turbina eólica considerando diferentes ventos e ângulos de passo**

Vento (m/s)	0°	4°	8°	10°	15°	20°
8	0,2248	0,1985	0,1659	0,1457	0,083	0,0044
9	0,2684	0,2490	0,2221	0,2036	0,1415	0,05595
10	0,302	0,29355	0,2758	0,2608	0,2032	0,11528
11	0,3264	0,33044	0,32488	0,31495	0,2663	0,18002
12	0,34097	0,35933	0,3681	0,36466	0,32875	0,24825

Através dos dados apresentados na Tabela 12 é possível inferir que conforme o ângulo de passo aumenta, diminui-se a potência mecânica extraída pela turbina. Essa estratégia operacional, que utiliza a alteração do ângulo de passo para atender demandas de carga que sejam inferiores à potência mecânica mínima disponível pelo sistema eólico, será foco de estudo de trabalhos futuros.

## 6.8 Efeito do Comportamento Estocástico da Carga

Nessa seção, apresenta-se alguns conceitos relacionados ao comportamento estocástico das cargas nos sistemas elétricos de potência.

As cargas nos diversos barramentos de um SEP normalmente apresentam um comportamento estocástico, ou seja, variam de maneira aleatória. É desejável que o sistema elétrico de potência seja capaz de suportar essas variações de carga, sem perda de sincronismo entre os geradores e mantendo níveis aceitáveis com relação ao desempenho dinâmico do sistema (FERREIRA, 2013). No caso dos sistemas eólicos autônomos, na medida que a carga do sistema se altera, é necessário que a potência mecânica extraída pela turbina da unidade eólica seja modificada para compensar as variações estocásticas da carga (ALMEIDA, 2004).

Nesse trabalho, diversos cenários foram avaliados considerando apenas a atuação da malha de controle suplementar e a atuação do BESS em conjunto com a malha suplementar para diferentes variações de carga e vento. Entretanto, é importante mencionar que as variações estocásticas de carga típicas de sistemas reais não foram consideradas nas avaliações realizadas (ou seja, após submeter o sistema a uma variação de vento ou carga, considerou-se a carga do sistema constante). No caso da estratégia de controle proposta, as pequenas variações estocásticas de carga são transferidas pela malha de controle suplementar para a turbina eólica. As grandes variações de carga são transferidas para o BESS. Com isso, o impacto das pequenas variações estocásticas da carga resulta em esforços mecânicos no gerador síncrono da unidade eólica devido às variações do torque elétrico no gerador. Em trabalhos futuros, esse impacto será mitigado por meio do uso de uma pequena carga *dump* no barramento CC. A carga *dump* será responsável por assumir as pequenas variações estocásticas da carga do sistema.

## 6.9 Comentários Finais

Nesse capítulo foram apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta para a operação ilhada de unidades eólicas baseadas em



gerador síncrono com conversor estático pleno. Nas simulações realizadas utilizando o sistema teste adotado foi possível obter importantes conclusões acerca do comportamento dinâmico da tensão no barramento CC frente às diferentes perturbações de vento e carga aplicadas no sistema.

Os resultados apresentados comprovaram que o degrau de carga máximo suportado pela unidade eólica é diferente para cada ponto de operação do sistema eólico. O valor da variação de carga máxima sem considerar a ação do BESS, no ponto crítico de operação foi de aproximadamente 7,6 kW. Para o vento de 12 m/s e com a turbina operando próximo ao limite de velocidade mecânica mínima da turbina, esse valor aumentou para 44,1 kW.

Considerando o ponto de operação do sistema em que a unidade eólica requer a menor energia para acelerar a turbina (vento de 12 m/s e operando a turbina próximo ao limite ótimo de velocidade mecânica), verificou-se que a variação de carga máxima suportada pela unidade eólica, com a utilização do BESS, foi de aproximadamente 90 kW. Conclui-se, portanto, que considerando a potência nominal do BESS utilizado no trabalho (86 kW), o sistema eólico é capaz de tolerar variações de carga que variam entre 18 kW e 90 kW, dependendo do ponto de operação da unidade eólica.

## 7. CONCLUSÕES

O presente trabalho propõe a utilização de estratégias operacionais e de controle de forma a permitir a operação ilhada autônoma de sistemas eólicos baseados em gerador síncrono com conversor pleno. Uma malha de controle suplementar ao controle de velocidade foi proposta que atua em conjunto com a malha do BESS para regular a tensão no barramento CC de uma unidade eólica baseada em GS operando no modo autônomo. O controle proposto permite reduzir o número e a duração de atuações do BESS frente às variações típicas de vento e carga. A malha de controle suplementar tem a vantagem adicional de prolongar a vida útil do BESS. A estratégia operacional e de controle proposta não requer o uso contínuo do gerador a diesel, sendo utilizado apenas em situações críticas em que a unidade eólica em conjunto com o BESS não é capaz de suportar as variações de carga do sistema. Com isso, torna-se possível maximizar a produção de energia a partir da geração eólica.

Através de uma análise qualitativa dos resultados apresentados, observa-se que o desempenho do sistema operando no modo ilhado é satisfatório e que os controladores do tipo proporcional integral utilizados são adequados para a regulação da velocidade da turbina eólica e da tensão no barramento CC. O controle da tensão no barramento CC é feito por meio da atuação conjunta da malha de controle suplementar, da malha de controle do BESS e da malha de controle do *crowbar*.

O controle suplementar foi efetivo no controle da tensão do barramento CC frente às variações de carga e vento do sistema autônomo. Na ocorrência de pequenas variações de carga, apenas a atuação do controle suplementar é capaz de regular a tensão do barramento CC. Nos casos de grandes variações de carga, há uma ação coordenada entre o controle suplementar, o BESS e a malha de controle do *crowbar*. O controle suplementar em conjunto com a malha de controle do BESS e a malha do *crowbar* também foram efetivos em situações operacionais envolvendo o aumento ou diminuição na velocidade do vento. Apresentou-se uma estratégia operacional para ser utilizada nas situações em que a unidade eólica esteja operando na velocidade mecânica mínima e o valor da carga elétrica do sistema seja inferior à potência mecânica disponível pela unidade eólica no ponto de

operação considerado. Nesses casos, o dispositivo *crowbar* é utilizado como elemento dissipador da potência elétrica excedente no barramento CC, atuando como regulador da tensão no barramento em questão.

Adicionalmente, um estudo das regiões de operação das turbinas eólicas foi realizado, apresentando as limitações operacionais das unidades eólicas, sobretudo, devido aos limites de velocidade da turbina eólica. Dentro desses limites operacionais de velocidade, foram apresentadas as duas regiões distintas de operação das turbinas, região de sub e sobre velocidade. Verificou-se que em termos de controle operacional, a complexidade é maior na região de sub velocidade, uma vez que um aumento de carga nessa região requer a aceleração da turbina eólica para atingir o novo ponto de equilíbrio. Entretanto, embora a dificuldade de controle seja maior na região de sub velocidade, concluiu-se que, em geral, a margem de potência disponível é maior nessa região, o que é essencial para a operação ilhada. Com isso, normalmente as estratégias de controle propostas para a operação ilhada consideram a operação da turbina na região de sub velocidade.

Concluiu-se que dependendo do ponto de operação do sistema eólico, o valor da energia utilizada para acelerar a turbina é consideravelmente superior ao valor do degrau de carga aplicado ao sistema. Essa característica é verificada, sobretudo, para pontos de operação próximos ao limite de velocidade ótima da turbina eólica, em que o valor da derivada da curva de potência mecânica *versus* velocidade mecânica do conjunto turbina-gerador aproxima-se de zero e uma variação na velocidade da turbina provoca uma alteração da potência de saída da unidade eólica praticamente desprezível. Nesse sentido, para garantir a operação confiável do sistema, geralmente são utilizados sistemas de armazenamento de energia ou geradores secundários, de modo a contribuir com a energia utilizada para acelerar a turbina eólica durante um aumento de carga.

O trabalho também ilustrou o impacto do balanço de potências da unidade eólica na operação autônoma do sistema eólico. Verificou-se por meio das equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico da tensão no barramento CC e da velocidade da turbina eólica que para manter as grandezas citadas constantes é necessário que haja um equilíbrio entre as potências do sistema eólico. No sistema autônomo proposto, o equilíbrio entre as potências é assegurado pelas malhas de controle convencionais da unidade eólica, pela malha de controle proposta e pelo BESS. Cabe ressaltar que a malha de controle referente à regulação

de velocidade preserva o equilíbrio apenas entre a potência elétrica extraída do gerador e a potência mecânica fornecida pela turbina. A inclusão da malha de controle suplementar elimina esse problema, pois permite a regulação da tensão no barramento CC, o que preserva o equilíbrio entre a potência extraída do gerador e a potência fornecida para a carga. Nas estratégias tradicionais, o equilíbrio entre a potência extraída do gerador e a potência fornecida para a carga é realizado, normalmente, pelo BESS.

O presente trabalho também propõe uma metodologia para a determinação da máxima variação de carga (potência ativa) tolerada pela unidade eólica, sem a utilização do BESS, para qualquer ponto de operação da unidade eólica. Os resultados obtidos mostram que o degrau de carga máximo suportado pela unidade eólica é diferente para cada ponto de operação. Verificou-se também um significativo aumento na máxima variação de carga suportada pela unidade eólica conforme a velocidade do vento aumenta e para os pontos de operação próximos ao limite mínimo de velocidade mecânica da turbina eólica.

Uma metodologia para o dimensionamento mínimo do banco de baterias foi proposta considerando a maior variação de carga que o sistema é capaz de suportar sem perder a estabilidade no ponto crítico de operação. A avaliação e validação da metodologia foram realizadas considerando a máxima variação de carga tolerada pela unidade eólica, com a utilização do BESS, no ponto crítico de operação. A metodologia para o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia baseado em banco de baterias mostrou um desempenho satisfatório, podendo ser utilizada para determinar o degrau de carga máximo suportado pela unidade eólica considerando a utilização do BESS para qualquer ponto de operação do sistema.

Esse trabalho apresentou contribuições para o desenvolvimento e implementação de estratégias de controle aplicadas a sistemas eólicos que operam no modo ilhado. Como resultado desta dissertação, obteve-se uma publicação em congresso nacional: XX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2014 (DRANKA, G.G.; OLIVEIRA, R. V.; 2014).

## 7.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Para complementar os estudos e técnicas apresentadas nessa dissertação e como forma de aumentar a confiabilidade durante a operação ilhada de sistemas eólicos, o presente trabalho sugere a utilização de um gerador a diesel para ser utilizado em conjunto com o BESS. Na estratégia sugerida, o gerador a diesel deverá ser utilizado em situações de vento insuficiente ou na ocorrência de grandes variações de carga, em que a unidade eólica não tenha capacidade de suprir a demanda de carga apenas com o uso do BESS. O gerador a diesel terá a função complementar de realizar o processo de carga do banco de baterias. Durante o carregamento do BESS, possíveis incrementos de carga serão assumidos pelo gerador diesel. Os estudos com a utilização do gerador diesel em conjunto com as estratégias de controle e operacionais propostas nesse trabalho serão abordadas em trabalhos futuros.

Outros sistemas de geração auxiliares também podem ser utilizados em conjunto com a unidade eólica. Estratégias de corte de carga também se configuram como um campo de estudo promissor no que se refere a continuidade do trabalho apresentado, tendo como finalidade principal aumentar a confiabilidade do sistema eólico durante a operação ilhada.

A continuidade desta pesquisa consiste em estender as análises através da utilização de estratégias de controle e operacionais complementares às apresentadas, considerando a operação da unidade eólica na região de sobre velocidade.

Outra sugestão é a análise do impacto da utilização do controle do ângulo de passo das pás da turbina como forma de limitar o rendimento aerodinâmico da turbina em questão nas situações em que a unidade eólica esteja operando na velocidade mecânica mínima e o valor da carga elétrica do sistema seja inferior à potência mecânica disponível pela unidade eólica no ponto de operação considerado.

A obtenção de um modelo simplificado da unidade eólica que permita o uso de ferramentas analíticas para o projeto dos controladores utilizados no sistema também será foco de estudos futuros.

Sugere-se ainda, como pesquisa futura, a utilização de uma carga do tipo *dump* para compensar as variações estocásticas da carga do sistema.

## REFERÊNCIAS

ABBATE, C.; BUSATTO, G., IANNUZZO, F.: “**High-Voltage, High-Performance Switch Using Series-Connected IGBTs**,” IEEE Transactions on Power Electronics. on Industry Applications, vol.25, no.9, pp. 2450 - 2459, 2010.

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

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. **Distributed generation: a definition**. *Electric Power Systems Research*, v. 57, p. 195–204, 2001.

AHMED, Ashfaq. **Eletrônica de Potência**. São Paulo, Pearson Prentice Hall, 2008.

ALMEIDA, Leonardo P.: **Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. São Paulo. 2004.

ALTIN, M. R. TEODORESCU, B. B. JENSEN: “**Methodology for Assessment of Inertial Response from Wind Power Plants**”, Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, p. 1- 8, July 2012.

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

ANEEL, **Banco de Informações de Geração**. [Online] <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm> Acesso em: 28 de Out. 2014]

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 1**. 2012.

ARANI, M. F.M.; EI-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.

ARAÚJO, R. D.: **Projeto e Simulação de Filtros L e LCL Para Interconexão ee Inversor NPC Trifásico À Rede**. Fortaleza, 2012. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2012.

AZMY, Ahmed M.; ERLICH, István: **Impact of Distributed Generation on the Stability of Electrical Power Systems**, Power Engineering Society General Meeting, Vol. 2, p. 916-918, 2005.

BAHRAMIRAD, S.; REDER, W.: **Islanding Applications of Energy Storage System**, Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, p. 1-5, 2012.

BARBI, I.: "**Eletrônica de Potência**" Edição do Autor, 6ª Edição, 2006.

BELTRAME, F.: **Análise Comparativa de Conversores Monofásicos Aplicados à Correção de Fator de Potência**. Santa Maria, 2009. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. 2009.

BEN. 2012. **Balço Energético Nacional (BEN)**. Disponível em <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2014.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf)><https://ben.epe.gov.br/>. [Acesso em: 28 de out. 2014]

BENIDRIS, M.; MITRA, J. M. **Enhancing Stability Performance of Renewable Energy Generators by Utilizing Virtual Inertia**. Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, p. 1-7, July 2012.

BERNARDES, T. A.: **Análise e controle de gerador síncrono a ímã permanente aplicado a um sistema de conversão de energia eólica**. Santa Maria, 2009. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. 2009.

BHENDE, C. N.; MISHRA, S., MALLA, S. G.: **Permanent Magnet Synchronous Generator-Based Standalone Wind Energy Supply System**. IEEE Transactions On Sustainable Energy, Vol. 2, No. 4, October 2011.

BLAABJERG, F.; LISERRE M.; MA. K.: "**Power Electronics Converters for Wind Turbine Systems**," IEEE Trans. on Industry Applications, vol.48, no.2, pp.708-719, March-April 2012.

BOLDEA, I. **Variable Speed Generators** (Electric Power Engineering Series): CRC, 2005, ISBN 0849357152.

BULHOSA, João P. R.: **Controlo de um conversor AC-DC-AC para turbinas eólicas baseadas no PMSG**. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Industrial Ramo Engenharia Electrotécnica) - Instituto Politécnico de Bragança. 2009.



BURTON, T., SHAPE, D. JENKINS, N AND BOSSANYI, E.: **Wind Energy Handbook**. John Wiley & Sons Ltd. 2001.

CAMPOS, Fábio R. C.: **Geração de Energia a Partir de Fonte Eólico com Gerador Assíncrono Conectado a conversor Estático Duplo**. São Paulo, 2004, 1243 f. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo – Escola de Engenharia de São Carlos. 2004.

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.

COSTA, J. P.: **Contribuição ao Estudo do Gerador de Indução Duplamente Alimentado: Operação durante distúrbios na rede elétrica**. Santa Maria, 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. 2010.

COSTA, Vitor M. C.: **Desenvolvimento de um Conversor para um Gerador Eólico**. Minho, 2012. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade do Minho. 2012.

CSB. Disponível em: < <http://www.csb-battery.com/>>. Acesso em: 11 set. 2014.

DING, L., PAN, Z., CONG,W., PANG, J.,“**An Integrated Automatic Control System for Distributed Generation Hierarchical Islanding**”. International Conference on Power System Technologies. Chongqing, China,p. 1-6, 22-26 October, 2006.

DONG, B.; LI, Y.; ZHENG, Z.; **Control Strategies of DC-Bus Voltage in Islanded Operation of Microgrid**. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on, p. 1671-1674, 2011.

EPRI. “**Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits**”, Electric Power Research Institute. Palo Alto, CA, p. 170. 2010

EREC (CONSELHO EUROPEU DE ENERGIA RENOVÁVEL), Greenpeace Internacional: **[r]evolução energética cenário brasileiro 2010**. Disponível em <<http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/report/2010/11/revolucaoenergeticade slimpo.PDF>>. [Acesso em: 09 de out. 2013.]

FATU M.; TUTELEA L.; BOLDEA I.; TEODORESCU R. “**Novel Motion Sensorless Control of Stand Alone Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG): Harmonics And Negative Sequence Voltage Compensation Under Nonlinear Load**”,” in Proc. 2007 Eur. Conf. Power Electronics and Applications, Aalborg, Denmark, Sep. 2–5, 2007.

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.

FERREIRA, S. O: **Ensaio Pouco Invasivo Para Avaliação De Estabilizadores Em Usinas Multigeradores**”. Rio de Janeiro, 2013. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) – Instituto Militar de Engenharia. 2013.

FIGUEIREDO, A. A. C: **Análise de Modelos para Cargas Não Lineares no Estudo Trifásico de Penetração Harmônica**”. Ilha Solteira, 2006. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista. 2006.

FILHO, Herminio M. O.: **Conversor Estático de Três Estágios para Carregamento de Baterias a Partir de Sistemas Eólicos**. Fortaleza, 2010. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza.

GLOBAL WIND ENERGY (GWEC): **Global Wind Report - Annual Market Update 2013**: Disponível em <[http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/GWEC-Global-Wind-Report\\_9-April-2014.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/GWEC-Global-Wind-Report_9-April-2014.pdf)>. [Acesso em: 28 de out. 2014.]

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC), Greenpeace Internacional: **[r]evolução energética cenário brasileiro 2013**. Disponível em <[http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/image/2013/Agosto/Revolucao\\_Energética.pdf](http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/image/2013/Agosto/Revolucao_Energética.pdf)>. [Acesso em: 09 de out. 2013.]

GUEDES, L.M. (2006). **Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação 263/06 Julho/06, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 95 p.

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., NEGNEVITSKY, 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, 2012.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, 2012 IEEE, p. 1-8, July 2012.b

HE, F.; ZHAO, Z. LU, T.; HE.; YUAN, L., “**Predictive DC voltage control for three-phase grid-connected PV inverters based on energy balance modeling**”. Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2010 2nd IEEE International Symposium, p. 516-519.,2010

HINRICHSEN, E.; NOLAN, P.: **Dynamics and stability of wind turbine generators**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, no. 8, pp.2640 - 2648, Aug. 1982.

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.

IEC, I. E. C. **Electrical Energy Storage**. 2011. Disponível em: <<http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>>.

INFINEON, **Infineon IGBT Modules: High-Power Semiconductors for Industrial Drives, Renewable Energy Systems, Power Supply Systems and Transportation**. [Online] <http://www.infineon.com/cms/en/product/power/igbt/igbt-module> . Acesso em: 20 de Ago. 2014]

INTERNATIONAL wind energy development: Forecast 2013 – 2017. World Market Update 2012. Disponível em <[www.navigantresearch.com](http://www.navigantresearch.com)>. Chicago, Illinois USA: BTM Consult, 2013. [Acesso em: 10 de out. 2013.]

JIN, Qingxiang: **Synchronous Generator Excitation Control Based On Model Predictive Control**. Toronto, 2005. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Ryerson University, 2005.

KRAUSE, Paul C; WASYNGZUK, Oleg; SUDHOFF, Scott D; KRAUSE, Paul C. **Analysis of electric machinery and drive systems**. 2nd ed. New York: IEEE Press, 2002.

KUNDUR, P.: **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

KUNDUR, P.; PASERBA J.; AJJARAPU. V.: **“Definition and Classification of Power System Stability,”** IEEE Trans. on Power Systems, vol.19, no.2, pp.1387-1401, May 2004.

LIMA, F. K. B.: **Aerogerador Baseado em Máquina de indução duplamente alimentada - Suportabilidade para Afundamento de Tensão**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2009.

LINDEN, D.; REDDY, T. B. **“Handbook of Batteries”**. 3rd. ed. McGraw-Hill, 2002.

LISERRE, M.; BLAABJER, B., DELL’AQUILA, A.: **Step-by-step Design Procedure for a Grid-connected Three-phase PWM Voltage Source Converter**. INT. J. ELECTRONICS, Vol. 91, No.8, 445–460, August 2004.

MACHOWSKI, J.; BIALEKM, J.W.; BUMBY, J.R.: **Power System Dynamics: Stability and Control**, John Wiley & Sons, New York, 1997.

MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B.: **Review on Islanding Operation of Distribution System with Distributed Generation**. IEEE Power & Energy Society General Meeting. p. 1 - 8, 2011.

MARQUES, Jeferson: **Turbinas Eólicas: Modelo, análise e Controle do Gerador de Indução como Dupla Alimentação**. Santa Maria, 2004. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. 2004.

MENDIS, N.; MUTTAQI, K. M.; PERERA, S.; UDDIN, M. N.; **A Novel Control Strategy for Stand-alone Operation of a Wind Dominated RAPS System**. Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), 2011 IEEE, pp. 1-8, 2011.

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

MOHOD, S. W.; AWARE, M. V. **Micro Wind Power Generator with Battery Energy Storage for Critical Load.** Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, p. 118 - 125, March 2011.

NDIAYE, M. S.: **Operação de Conversores *back to back* para Aproveitamento de Energia Fotovoltaica.** Santa Maria, 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2013.

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

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

PARK, N.; HYUN, D.: “**N Interleaved Boost Converter with a Novel ZVT Cell Using a Single Resonant Inductor for High Power Applications**”, Industry Applications Conference, 2006. 41st IAS Annual Meeting, p. 2157 - 2161, 2006.

PATEL, M. R.: **Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis and Operation.** New York, EUA. 1999.

PATIL, N. S.; BHOSLE, Y. N.; **A Review on Wind Turbine Generator Topologies.** Power, Energy and Control (ICPEC), 2013 International Conference on, p. 625-629, 2013.

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.

PRICE, W.W.; MILLER, N.W.; SANCHES-GASCA, J.J.; **Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 Wind Turbine-Generators.** GE Power Systems Energy Consulting, General Electric Company, U.S.A, 2003.

RAHIMO, M., “**Future trends in high-power bipolar metal-oxide semiconductor controlled power semi-conductors**”. IET Circuits Devices Syst., 2014, Vol. 8, Iss. 3, pp. 155–167, p. 155 - 167, 2014.

RAMTHARAN, G.; JENKINS, N.; ANAYA-LARA, O.; BOSSANYI, E.: **“Influence of rotor structural dynamics representations on the electrical transient performance of fsig and DFIG wind turbines”**, Wind Energy, vol. 10, no. 4, pp. 293-301, Jul.2007.

REIS, Mônica M. R.: **Sistema Eólico de Pequeno Porte Para Interligação à Rede Elétrica**. Fortaleza, 2008. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza. 2007.

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

ROSARIO, L. C. **Power and energy management of multiple energy storage systems in electric vehicles**. Tese (Doutorado) - Cranfield University, 2007.

ROSAS, P.: **Dynamic Influences of Wind Power on the Power System**. Denmark, 2010. PhD Thesis (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Technical University of Denmark. 2003.

ROSEMBACK, R. H: **Conversor CC-CC Bidirecional Buck-Boost Atuando como Controlador de Carga de Baterias em um Sistema Fotovoltaico**. Juiz de Fora, 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora. 2004.

ROSS, M. *et al.* **Energy Storage System Scheduling for an Isolated Microgrid**. IET Renew. Power Gen., v. Vol. 5, n. no. 2, p. 117-123, 2011.

RUCHIKA; GOUR, R.; MITTAL, R.: **PMSG based Isolated Wind Energy Conversion System (WECS) for Variable Load**. Power Electronics (IICPE), 2012 IEEE 5th India International Conference on, 2012 IEEE, p. 1-6, 2012.

SALLES, M. B. C.; **Modelagem e Análises de Geradores Eólicos de Velocidade Variável Conectados em Sistemas de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, EPUSP, São Paulo - SP, 2009.

SEBASTIAN, R.; **Modelling and simulation of a high penetration wind diesel system with battery energy storage**. Electrical Power and Energy Systems (2011) 767–774, Madrid, 2011.

SILVA, Kleber 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.

SINGH, M.; CHANDRA, A.: **Control of PMSG Based Variable Speed Wind-Battery Hybrid System in an Isolated Network**. IEEE Power & Energy Society General Meeting. p. 1 - 5, 2009.

SONG, S.; KANG, S.; HAHM, N. **Implementation and Control of Grid Connected AC-DC-AC Power Converter for Variable Speed Wind Energy System**. Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. IEEE, p. 154-158, 2003.

SOUZA, M. M. P.: **Modelagem de Cargas para Estudos Dinâmicos**. Itajubá, 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá. 2010.

SU, C.; CHEN, Z. **Influence of Wind Plant Ancillary Frequency Control on System Small Signal Stability**. Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, p. 1- 8, July 2012.

SUN, T., CHEN, Z. AND BLAABJERG, F; **Flicker study on variable speed wind turbines with doubly fed induction generators**. IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 20, No. 4, pp. 896-905, 2005.

TAKAHASHI, R.; ICHITA, H.; TAMURA, J.; KIMURA, M.; ICHINOSE, M.; FUTAMI, M.; IDE, k.; **Efficiency Calculation of Wind Turbine Generation System with Doubly-Fed Induction Generator**. XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010, Rome, 2010.

TARNOWSKI, German C.: **Metodologia de regulação da potência ativa para operação de sistemas de geração eólica com aerogeradores de velocidade variável**. Porto Alegre, 2006. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 2006.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M. AND RODRIGUEZ, P.: **“Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems”**, WILEY-IEEE PRESS EBOOK CHAPTERS. Wiley, 2011.

TIELENS, P.; HERTEM, D. V. **Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables**. Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering, 2012, ESAT - ELECTA, Electrical Energy Computer Architectures, p. 1 - 8, April 2012.

TIELENS, P.; RIJCKE, D. S.; SRIVASTAVA, K.; REZA, M.; MARINOPOULOS, A.; DRIESEN, J. **Frequency Support by Wind Power Plants in Isolated Grids with Varying Generation Mix**. Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, p. 1 - 8, 2012.

TRINDADE, Fernanda C.L.: **Análise dos Sistemas de Proteção e Controle de Instalações Industriais com Geradores Síncronos Durante Operação Ilhada**. Campinas, 2009. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, 2009.

VARADAN, S. G. FREDDO, H. TODUS. K. CHEN, K. VU. D. HAWKINS, S. SHEN.: **“A New Approach to Studying the Impact of Intermittent Renewable Resources”**, Power and Energy Society General Meeting, IEEE, pp. 1-7, July 2012.

VISSCHER, K.; DE HAAN, S., **“Virtual synchronous machines for frequency stabilisation in future grids with a significant share of decentralized generation”**. SmartGrids for Distribution IET-CIRED, Frankfurt, Germany, p. 1-4.,2008

VOLTOLINI, Hélio: **Modelagem e Controle de Gerador de Indução Duplamente Alimentado com Aplicação em Sistema Eólico**. Florianópolis, 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina. 2007.

WHITAKER, J. C.; **“Power Distribution and Control” AC Power Systems Handbook**. CRC Press LLC, 1999.

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

WU, T.; YANG, Q.; BAO, Z.; YAN, W. **Coordinated Energy Dispatching in Microgrid With Wind Power Generation and Plug-in Electric Vehicles**. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 4, N° 3, September 2013, p. 1453 - 1463, 2013.

XIONG, X.; LIANG, H.: **“Research on Multiple Boost Converter Based on MW-level Wind Energy Conversion System”**, Electrical Machines and Systems, 2005. ICEMS, p. 1046 - 1049, 2005.

YAO, J.; LI, H.; LIAO, Y.; CHEN, Z.: **An Improved Control Strategy of Limiting the DC-Link Voltage Fluctuation for a Doubly Fed Induction Wind Generator**. IEEE Transactions On Power Electronics, Vol. 23. p. 1205 - 1213, 2008.

YAO, W, LEE, K.: **“A Wind Farm Configuration for Load-Following Controls and its Application to Primary Frequency Support”**. North American Power Symposium (NAPS), p. 1-6, 2011.



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 Transactions on Power Electronics, vol.24.n.9, p.2178-2192, 2009.

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.

ZHANG, W.; ZHOU, P.; HE, Y.: **Analysis of the By-Pass Resistance of an Active Crowbar for Doubly-Fed Induction Generator Based Wind Turbines under Grid Faults**. Electrical Machines and Systems, ICEMS 2008. International Conference on, p. 2316 - 2321, 2008.

## APÊNDICE A

Os valores dos principais parâmetros dos elementos que compõem o sistema eólico empregado nesse trabalho são apresentados neste apêndice. O conversor do lado do gerador consiste em um retificador não controlado com conversor *boost* e considera valores típicos para os parâmetros dos dispositivos semicondutores. No modelo em questão são considerados o valor da resistência interna, resistência *snubber* e capacitância *snubber* dos dispositivos semicondutores, conforme apresentado na Tabela 13. Os *snubbers* resultam em maior confiabilidade, maior eficiência e menor interferência eletromagnética no circuito em que estão inseridos.

**Tabela 13 – Parâmetros dos diodos do conversor do lado do gerador**

Parâmetro	Símbolo	Valor nominal
Resistência interna dos diodos	$R_{ON1}$	$10^{-5} \Omega$
Resistência <i>snubber</i> dos diodos	$R_{S1}$	$10 \Omega$
Capacitância <i>snubber</i> dos diodos	$C_{S1}$	$10^{-6} F$
Indutância do <i>boost</i>	$L_{boost}$	$1,2 \cdot 10^{-3} H$
Resistência associada ao indutor do <i>boost</i>	$R_{boost}$	$5,0 \cdot 10^{-3} \Omega$

Os parâmetros referentes aos IGBT's comerciais considerados na modelagem do conversor *boost* e do conversor do lado da carga estão descritos na Tabela 14. De acordo com o fabricante, o módulo de IGBT em questão possui alta eficiência e é comumente empregado em aplicações que utilizam fontes de energia renováveis.

**Tabela 14 – Parâmetros do módulo de IGBT 5SNA 1600N170100**

Parâmetro	Símbolo	Condições	Valor nominal
Tensão coletor emissor	$V_{CES}$	$V_{GE}=0 V, T_{vj} \geq 25^{\circ}C$	1700 V
Corrente DC coletor	$I_C$	$T_C = 80^{\circ}C$	1600 A
Corrente de pico no coletor	$I_{CM}$	$T_p = 1 ms, T_C = 80^{\circ}C$	3200 A
Dissipação de potência total	$P_{tot}$	$T_C = 25^{\circ}C, \text{ por chave (IGBT)}$	9100 W

Fonte: ABB HiPak

Enfatiza-se que no modelo utilizado para os dispositivos IGBT's também são considerados parâmetros como a resistência *snubber* e a resistência interna dos dispositivos cujos valores são apresentados na Tabela 15. A utilização do *snubber* na modelagem das chaves semicondutoras permite uma comutação mais suave dos dispositivos semicondutores.

**Tabela 15 – Resistência *snubber* e resistência interna dos IGBT's utilizados no conversor *boost* e no conversor do lado da carga**

Parâmetro	Símbolo	Valor nominal
Resistência <i>snubber</i>	$R_S$	$10^6 \Omega$
Resistência interna	$R_{ON}$	$10^{-6} \Omega$

Na Tabela 16 são descritos os parâmetros dos elementos que compõem o conversor CC-CC *buck-boost*, utilizado como controlador de carga e descarga do BESS.

**Tabela 16 – Parâmetros do conversor CC-CC *buck-boost***

Parâmetro	Símbolo	Valor nominal
Resistência interna dos diodos	$R_{D1}$	$10^{-6} \Omega$
Resistência <i>snubber</i> dos diodos	$R_{D1}$	$500 \Omega$
Capacitância <i>snubber</i> dos diodos	$C_{D1}$	$250 \cdot 10^{-9} F$
Indutância do conversor	$L_{BB}$	$480 \cdot 10^{-6} H$
Resistência <i>snubber</i> dos IGBT's	$R_2$	$10^6 \Omega$
Resistência interna dos IGBT's	$R_{ON2}$	$10^{-6} \Omega$

Nesse trabalho, foram utilizados controladores do tipo proporcional integral que, além de facilitar a implementação e sintonia, são na atualidade os controladores de maior utilização nas mais diversas aplicações envolvendo controle de sistemas dinâmicos. Os valores de  $k_p$  e  $k_i$  são os ganhos associados à ação de controle proporcional e integral, respectivamente, e foram determinados de maneira empírica com base no desempenho dinâmico desejado para a operação do sistema eólico. Os valores adotados para os parâmetros dos controladores do sistema eólico teste utilizado neste trabalho são:  $k_{p1} = 10$ ,  $k_{i1} = 0,03$ ,  $k_{p2} = 0,125$ ,  $k_{i2} = 100$ ,  $k_{p3} = 0,3$ ,  $k_{i3} = 0,05$ ,  $k_{p4} = 50$ ,  $k_{i4} = 5$ ,  $k_{p5} = 0,1$ ,  $k_{i5} = 10$ ,  $k_{p6} = 5$ ,  $k_{i6} = 2$ ,  $k_{p7} = 0,4$ ,  $k_{i7} = 500$ .