

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

ANDREI BORDIGNON

**CONTROLADORES AUXILIARES DE FREQUÊNCIA PARA O  
RESTABELECIMENTO DE MICRORREDES ILHADAS COM ALTO  
NÍVEL DE INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA**

DISSERTAÇÃO

PATO BRANCO

2017

ANDREI BORDIGNON

**CONTROLADORES AUXILIARES DE FREQUÊNCIA PARA O  
RESTABELECIMENTO DE MICRORREDES ILHADAS COM ALTO  
NÍVEL DE INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA**

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

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira.

PATO BRANCO

2017

B729c Bordignon, Andrei.  
Controladores auxiliares de frequência para o restabelecimento de microrredes ilhadas com alto nível de inserção de geração eólica / Andrei Bordignon. -- 2017.  
200 f. : il. ; 30 cm

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná.  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Pato Branco, PR, 2016.

Bibliografia: f. 180 – 187.

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

CDD 22. ed. 621.3

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



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



## **TERMO DE APROVAÇÃO**

**Título da Dissertação n.º 055**

***“Controladores Auxiliares de Frequência para o Restabelecimento de Microrredes Ilhadas com Alto Nível de Inserção de Geração Eólica”***

por

**Andrei Bordignon**

Dissertação apresentada às oito horas, do dia dois de junho de dois mil e dezessete, como requisito parcial para obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 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. Rodrigo Andrade Ramos**  
USP/São Carlos

---

**Prof. Dr. Jean Patric da Costa**  
UTFPR/PB

---

**Prof. Dr. Edwin Choque Pillco**  
UTFPR/PB

---

**Prof. Dr. Jean Patric da Costa**  
Coordenador do PPGEE

A via original, devidamente assinada, encontra-se na Biblioteca da UTFPR – Câmpus Pato Branco.

Dedico este trabalho, assim como tudo em minha vida, aos meus pais Airton Bordignon e Realda Lucion Bordignon

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, por iluminar meu caminho e clarear a minha mente, por toda a sabedoria, paciência e conhecimento concedidos.

Aos meus pais, Airton e Realda, pelo amor incondicional, por todo o apoio e confiança em mim depositados durante a minha formação. São exemplos de honestidade, bondade e força, e serão sempre um espelho para mim.

Agradeço ao meu irmão Caciano, pelo companheirismo, amizade, e por toda a ajuda nestes anos.

Agradeço à minha querida namorada Alessandra Kozelinski, que me acompanhou em toda a jornada do mestrado, por sempre me apoiar, me dar força e incentivo em todas as etapas.

Ao professor Ricardo Vasques de Oliveira, pela orientação, atenção e disponibilidade, por zelar pelo rigor técnico do trabalho e pelos ensinamentos profissionais.

Agradeço aos grandes amigos e companheiros que o mestrado me trouxe, pela ótima convivência, amizade e incentivo. Entre estes, Tiago Lukasiewicz, Rafael Zamodzki, Fillipe Lucchin Paukner, Bruno Monte, Cleidimar Nardi, Dionatan Cieslak, Ithalo Hespanhol, Flávio Grando, Diego Dias Pinheiro, Diana Martinelo, Cássio Gobatto, João Vitor da Silva, Edivan Carvalho da Silva, Jean Carlos da Silva, Jean Prigol, Odilio Duarte, Paulo Cagnini, Felipe Luza e quem possivelmente não foi citado.

A todos os professores e funcionários do PPGEE pelas contribuições.

À Universidade Tecnológica Federal do Paraná pelas oportunidades oferecidas e pelo ensino de excelente qualidade durante toda a minha formação.

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

O conhecimento torna a alma jovem e diminui a amargura da velhice. Colhe, pois, a sabedoria. Armazena suavidade para o amanhã.

Leonardo da Vinci

## RESUMO

BORDIGNON, Andrei. Controladores Auxiliares de Frequência para o Restabelecimento de Microrredes Ilhadas com Alto Nível de Inserção de Geração Eólica. 2017. 200 f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2017.

A difusão da geração distribuída e das microrredes, bem como a crescente expansão do uso de energias renováveis, como a eólica, trazem desafios e oportunidades relacionados à operação e controle de sistemas elétricos. Em sistemas sujeitos à operação ilhada, a capacidade de restabelecimento é fundamental para que o suprimento de energia seja retomado após a ocorrência de um desligamento. Esta tarefa pode ser de difícil execução, uma vez que desbalanços de potência significativos podem ocorrer, decorrentes da energização da rede e de variações na disponibilidade de energia primária. Neste contexto, o presente trabalho propõe a adoção de estratégias operacionais e de controle que possibilitem a execução do processo de restabelecimento em microrredes híbridas eólico-diesel com alto nível de inserção de geração eólica, sem a adoção de sistemas de armazenamento de energia. A proposta é baseada em duas malhas de controle suplementares para uma unidade eólica de conversor pleno, que habilita a unidade eólica para contribuir com a regulação de frequência durante o restabelecimento da microrrede. Os dois controladores propostos são excitados pelo erro de frequência do sistema e atuam somente quando as cargas do sistema são energizadas. Um dos controladores suplementares tem o objetivo de extrair energia cinética da turbina eólica, através da atuação na referência de velocidade da turbina nas malhas de controle do conversor do lado do gerador. O segundo controlador suplementar é projetado para extrair temporariamente energia elétrica armazenada no barramento CC da unidade eólica, por meio de um deslocamento temporário da referência de tensão do barramento CC nas malhas de controle do conversor do lado da rede. A energia extraída da turbina eólica e do barramento CC é transmitida ao sistema para mitigar o desbalanço de potência causado por um incremento de carga. Assim, as estratégias de controle propostas previnem afundamentos excessivos de frequência durante o restabelecimento de sistemas com baixa inércia. Para o projeto dos controladores propostos, uma técnica de otimização baseada em algoritmos genéticos foi utilizada. O desempenho do sistema é comparado em dois diferentes modos de operação, gerador diesel operando em modo  $V_f$  e unidade eólica operando em modo  $V_f$ . Resultados obtidos por meio de simulações não lineares no domínio do tempo demonstram a efetividade das estratégias propostas.

**Palavras-chave:** Geração Eólica. Microrredes. Sistemas Híbridos Eólico-Diesel. Restabelecimento de Microrredes. Controle Inercial.



## ABSTRACT

BORDIGNON, Andrei. Auxiliary Frequency Controllers for the Black Start of Islanded Microgrids with High Wind Energy Penetration. 2017. 200 p. Dissertation – Electrical Engineering Postgraduate Program, Federal Technological University of Parana. Pato Branco, Brazil, 2017.

The diffusion of distributed generation and microgrids, as well as the growing expansion of renewable energy, like wind power, bring challenges and opportunities related to the operation and control of electrical power systems. In systems exposed to islanded operation, the black start capability is fundamental to restore the energy supply after the occurrence of a blackout. The black start is usually a difficult operational event, since significant power unbalances may occur in the system. The present work proposes operational and control strategies that make possible the black start of wind-diesel microgrids with high penetration level of wind generation, without the adoption of energy storage systems. The proposed control approach is based on two supplementary control loops for a fully rated converter wind turbine, which enable the wind unit to contribute to the frequency regulation during the black start of a stand-alone system. Both the proposed controllers employ the system frequency error as input signal and act only when the system loads are energized. One of the supplementary controllers seeks to extract kinetic energy from the wind turbine, by modifying the speed reference of the wind turbine in the typical control loop of the rotor-side converter. The second supplementary controller is designed to temporarily extract electrical energy from the DC-link capacitor, by acting in the reference of the DC-link voltage in the typical control loop of the grid-side converter. The energy extracted from the wind turbine and DC-link capacitor is injected into the grid to mitigate the power unbalance caused by the load energization. Thus, the proposed control strategies prevent excessive frequency drops during the load energization of low inertia stand-alone systems in restoration procedures. The design of the proposed controllers was performed by a genetic algorithm optimization technique. The performance of the system is compared in two different operation modes, diesel generator operating in  $V_f$  control mode and wind generation unit operating in  $V_f$  control mode. Results obtained by nonlinear time domain simulations demonstrate the effectiveness of the proposed control approach.

**Keywords:** Wind Energy Generation. Microgrids. Wind-Diesel Hybrid Systems. Microgrids Black Start. Inertial Control.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Componentes típicos de unidades eólicas baseadas em gerador síncrono e conversor estático pleno (FRC).....	38
Figura 2 - Coeficiente de potência em função da velocidade específica da turbina e do ângulo de passo. ....	40
Figura 3 - Área de operação de uma turbina eólica de velocidade variável. ....	41
Figura 4 - Curvas operacionais típicas de unidades eólicas de velocidade variável. ....	42
Figura 5 - Regiões de sub e sobrevelocidade e suas respectivas margens de potência.....	43
Figura 6 - Controle dos conversores em modo <i>PQ</i> . ....	45
Figura 7 - Controle dos conversores em modo <i>Vf</i> . ....	45
Figura 8 - Comportamento da frequência devido à inserção de geração eólica em um sistema elétrico de potência. ....	47
Figura 9 - Malhas de controle suplementares típicas para unidades eólicas: controle inercial e controle <i>droop</i> . ....	48
Figura 10 - Resposta do controle auxiliar de frequência: (a) controle inercial; (b) controle <i>droop</i> . ....	50
Figura 11 - Resposta do controle auxiliar de frequência na região de sobrevelocidade. ....	51
Figura 12 - Diagrama esquemático de uma microrrede com múltiplos geradores distribuídos. ....	53
Figura 13 - Diagrama ilustrativo de uma microrrede genérica operando no modo conectado à rede.....	55
Figura 14 - Diagrama Ilustrativo de microrredes genéricas operando no modo ilhado. ....	56
Figura 15 - Representação das unidades de geração: (a) unidade formadora de rede; (b) unidade alimentadora de rede. ....	58
Figura 16 - Diagrama ilustrativo dos controles primário, secundário e terciário típicos em microrredes. ....	59
Figura 17 - Corrente de <i>inrush</i> : (a) formação; (b) decaimento. ....	69
Figura 18 - Topologia da microrrede utilizada no trabalho. ....	73
Figura 19 - Diagrama esquemático de um gerador síncrono trifásico de dois polos. ....	75
Figura 20 - Sistema de excitação do gerador síncrono. ....	77

Figura 21 - Regulador de tensão do gerador da unidade eólica. ....	77
Figura 22 - Regulador de tensão do gerador a diesel. ....	77
Figura 23 - Regulador de velocidade do gerador a diesel. ....	79
Figura 24 - Ilustração do Barramento CC com seu Respectivo Fluxo de Potência. ...	80
Figura 25 - Malhas de controle do conversor do lado do gerador. ....	83
Figura 26 - Diagrama de blocos das malhas de controle do conversor do lado da rede em modo <i>PQ</i> . ....	85
Figura 27 - Diagrama de blocos da PLL. ....	87
Figura 28 - Diagrama representativo do filtro LCL. ....	88
Figura 29 - Diagrama ilustrativo da transformação de referencial no modelo do inversor e do filtro LCL. ....	93
Figura 30 - Representação do sistema de coordenadas da microrrede com o gerador diesel em modo <i>Vf</i> . ....	93
Figura 31 - Controle de reativos do gerador a diesel. ....	97
Figura 32 - Diagrama de blocos das malhas de controle do inversor em modo <i>Vf</i> . ...	99
Figura 33 - Diagrama ilustrativo da transformação de referencial no modelo do gerador síncrono da unidade diesel. ....	101
Figura 34 - Representação do sistema de coordenadas com a unidade eólica em modo <i>Vf</i> . ....	101
Figura 35 - Fluxograma do processo de restabelecimento da microrrede com o gerador diesel operando em modo de controle <i>Vf</i> . ....	106
Figura 36 - Fluxo de energia na unidade eólica. ....	109
Figura 37 - Ilustração da sequência dos eventos dinâmicos inerentes à atuação do controle inercial: (a) somente $AC_{iner,1}$ ; (b) $AC_{iner,1}$ e $AC_{iner,2}$ atuando em conjunto...	110
Figura 38 - Malhas de controle da unidade eólica com a inclusão do controle proposto: (a) controlador inercial proposto; (b) retificador da unidade eólica; (c) inversor da unidade eólica. ....	111
Figura 39 - Resposta estimada da ação dos controladores propostos: (a) ação de controle $AC_{iner,1}$ ; (b) ação de controle $AC_{iner,2}$ . ....	112
Figura 40 - Impacto estimado das ações de controle dos controladores suplementares propostos. ....	114
Figura 41 - Fluxograma do processo de restabelecimento da microrrede com a unidade eólica operando em modo de controle <i>Vf</i> . ....	115

Figura 42 - Malhas de controle do sistema com a unidade eólica operando em modo de controle $V_f$ : (a) controlador inercial proposto; (b) malhas de controle do retificador da unidade eólica; (c) malha de controle suplementar do gerador diesel. ....	118
Figura 43 - Resposta estimada da ação do controlador inercial.....	119
Figura 44 - Análise da atuação da malha de controle inercial proposta. ....	120
Figura 45 - Curvas de potência mecânica versus velocidade do rotor da turbina, considerando diferentes valores de ângulo de passo e de velocidade do vento: (a) vento de 6m/s; (b) vento de 9m/s; (c) vento de 12m/s; (d) vento de 15m/s; (e) vento de 18m/s; (e) vento de 21m/s.....	122
Figura 46 - Representação de um indivíduo e da população em um algoritmo genético.....	127
Figura 47 - Fluxograma do algoritmo genético utilizado no projeto dos controladores. ....	127
Figura 48 - Valor da função objetivo durante o projeto do regulador de velocidade do gerador diesel.....	133
Figura 49 - Módulo da tensão durante a energização da barra de geração.....	134
Figura 50 - Frequência do gerador diesel durante a energização da barra de geração. ....	135
Figura 51 - Potência ativa do gerador diesel durante a energização da barra de geração. ....	135
Figura 52 - Velocidade da turbina durante a partida da unidade eólica. ....	137
Figura 53 - Ângulo de passo da turbina durante a partida da unidade eólica. ....	137
Figura 54 - Magnitude da tensão terminal do gerador síncrono durante a partida da unidade eólica. ....	138
Figura 55 - Potências da unidade eólica durante a partida. ....	138
Figura 56 - Tensão no barramento CC da unidade eólica durante a partida.....	139
Figura 57 - Potência ativa do gerador diesel durante a partida da unidade eólica. .	139
Figura 58 - Frequência do sistema durante a partida da unidade eólica.....	140
Figura 59 - Tensão na barra de geração durante a partida da unidade eólica.....	140
Figura 60 - Valor da função objetivo durante o projeto do controlador inercial no modo Diesel $V_f$ . ....	142
Figura 61 - Tensão na barra de geração durante a energização da microrrede (Diesel $V_f$ ).....	143

Figura 62 - Frequência da microrrede durante a energização (Diesel $V_f$ ): (a) resposta do sistema sem e com controle inercial; (b) somente a resposta do sistema com controle inercial. ....	144
Figura 63 - Potência ativa do gerador diesel durante a energização da microrrede (Diesel $V_f$ ).....	145
Figura 64 - Potências da unidade eólica durante a energização da microrrede (Diesel $V_f$ ).....	145
Figura 65 - Correntes do gerador diesel durante a energização da microrrede (Diesel $V_f$ ).....	146
Figura 66 - Correntes da unidade eólica durante a energização da microrrede (Diesel $V_f$ ).....	146
Figura 67 - Velocidade da turbina eólica durante a energização da microrrede (Diesel $V_f$ ).....	147
Figura 68 - Tensão do barramento CC da unidade eólica durante a energização da microrrede (Diesel $V_f$ ). ....	147
Figura 69 - Impacto da descoordenação das malhas propostas na frequência da microrrede. ....	148
Figura 70 - Impacto da descoordenação das malhas propostas na tensão do barramento CC.....	149
Figura 71 - Frequência da microrrede para diferentes condições de vento e carga de 400 kW. ....	151
Figura 72 - Potência do gerador diesel para diferentes condições de vento e carga de 400 kW. ....	151
Figura 73 - Potências da unidade eólica para diferentes condições de vento e carga de 400 kW. ....	152
Figura 74 - Velocidade da turbina eólica para diferentes condições de vento e carga de 400 kW. ....	152
Figura 75 - Frequência da microrrede para diferentes condições de vento e carga de 600 kW. ....	153
Figura 76 - Potência do gerador diesel para diferentes condições de vento e carga de 600 kW. ....	153
Figura 77 - Potências da unidade eólica para diferentes condições de vento e carga de 600 kW. ....	154

Figura 78 - Velocidade da turbina eólica para diferentes condições de vento e carga de 600 kW. ....	154
Figura 79 - Frequência da microrrede durante a transferência de carga. ....	155
Figura 80 - Potência do gerador diesel durante a transferência de carga. ....	156
Figura 81 - Potências da unidade eólica durante a transferência de carga. ....	156
Figura 82 - Velocidade da turbina eólica durante a transferência de carga. ....	156
Figura 83 - Valor da função objetivo no projeto do regulador de velocidade do gerador diesel de 1,5 MW. ....	158
Figura 84 - Valor da função objetivo no projeto do controle inercial considerando o gerador diesel de 1,5 MW. ....	159
Figura 85 - Frequência da microrrede considerando diferentes níveis de inserção da geração eólica. ....	160
Figura 86 - Potência do gerador diesel considerando diferentes níveis de inserção da geração eólica. ....	160
Figura 87 - Potências da unidade eólica considerando diferentes níveis de inserção da geração eólica. ....	160
Figura 88 - Tensão no barramento CC da unidade eólica considerando diferentes níveis de inserção da geração eólica. ....	161
Figura 89 - Velocidade da turbina eólica considerando diferentes níveis de inserção da geração eólica. ....	161
Figura 90 - Velocidade da turbina durante a partida da unidade eólica (Eólica $V_f$ ). ....	163
Figura 91 - Ângulo de passo da turbina durante a partida da unidade eólica (Eólica $V_f$ ). ....	164
Figura 92 - Tensão do gerador síncrono durante a partida da unidade eólica (Eólica $V_f$ ). ....	164
Figura 93 - Potências da unidade eólica durante a partida (Eólica $V_f$ ). ....	165
Figura 94 - Tensão no barramento CC da unidade eólica durante a partida (Eólica $V_f$ ). ....	165
Figura 95 - Módulo da tensão durante a energização da barra de geração (Eólica $V_f$ ). ....	166
Figura 96 - Potência ativa do gerador diesel durante as etapas iniciais do processo de restabelecimento (Eólica $V_f$ ). ....	167
Figura 97 - Velocidade do rotor do gerador diesel durante as etapas iniciais do processo de restabelecimento (Eólica $V_f$ ). ....	167

Figura 98 - Valor da função objetivo no projeto do controle inercial para o modo Eólica $V_f$ .....	169
Figura 99 - Tensão na barra de geração durante a energização da microrrede (Eólica $V_f$ ).....	170
Figura 100 - Tensão no barramento CC na energização da microrrede (Eólica $V_f$ ). .....	171
Figura 101 - Potência do gerador diesel durante a energização da microrrede (Eólica $V_f$ ).....	172
Figura 102 - Potências da unidade eólica durante a energização da microrrede (Eólica $V_f$ ).....	172
Figura 103 - Correntes do gerador diesel durante a energização da microrrede (Eólica $V_f$ ).....	173
Figura 104 - Correntes da unidade eólica durante a energização da microrrede (Eólica $V_f$ ).....	173
Figura 105 - Velocidade da turbina eólica durante a energização da microrrede (Eólica $V_f$ ).....	173
Figura 106 - Resposta em frequência da função de transferência em malha aberta do filtro LCL. ....	193
Figura 107 - Resposta em frequência do filtro L e do filtro LCL. ....	194

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores das constantes de aproximação do coeficiente de potência. ....	39
Tabela 2 - Principais diferenças entre os modos de controle. ....	96
Tabela 3 - Margem de potência disponível na unidade eólica em função da velocidade do vento. ....	123
Tabela 4 - Parâmetros de projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel. ....	133
Tabela 5 - Resultados do projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel. ....	133
Tabela 6 - Parâmetros de projeto dos ganhos do controlador inercial no modo Diesel <i>V<sub>f</sub></i> . ....	141
Tabela 7 - Resultados do projeto dos ganhos do controlador inercial no modo Diesel <i>V<sub>f</sub></i> . ....	141
Tabela 8 - Parâmetros de projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel de 1,5 MW. ....	157
Tabela 9 - Resultados do projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel de 1,5 MW. ....	158
Tabela 10 - Parâmetros de projeto dos ganhos do controle inercial no modo Diesel <i>V<sub>f</sub></i> considerando o gerador diesel de 1,5 MW. ....	158
Tabela 11 - Resultados do projeto dos ganhos do controle inercial no modo Diesel <i>V<sub>f</sub></i> considerando o gerador diesel de 1,5 MW. ....	158
Tabela 12 - Parâmetros de projeto dos ganhos do controle inercial no modo Eólica <i>V<sub>f</sub></i> . ....	168
Tabela 13 - Resultados do projeto dos ganhos do controle inercial no modo Eólica <i>V<sub>f</sub></i> . ....	168
Tabela 14 - Indicadores de desempenho em relação à frequência da microrrede (Diesel <i>V<sub>f</sub></i> ). ....	174
Tabela 15 - Indicadores de desempenho em relação à tensão no barramento CC (Eólica <i>V<sub>f</sub></i> ). ....	175
Tabela 16 - Parâmetros dos componentes do sistema. ....	188



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DER	<i>Distributed Energy Resource</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
DG	<i>Distributed Generator</i>
DL	<i>Dump Load</i>
DO	<i>Diesel Only</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
FRC	<i>Fully Rated Converter</i>
GD	Gerador Distribuído
GDI	Gerador Diesel
GSC	<i>Grid-Side Converter</i>
MCC	<i>Microgrid Central Controller</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PC	Ponto de Conexão
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
ROCOV	<i>Rate of Change of Voltage</i>
RSC	<i>Rotor-Side Converter</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
UGD	Unidade de Geração Distribuída
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>
VSWT	<i>Variable Speed Wind Turbine</i>
WD	<i>Wind Diesel</i>
WO	<i>Wind Only</i>
WDHS	<i>Wind Diesel Hybrid System</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\bar{P}_{oi}, \bar{Q}_{oi}$	Potências ativa e reativa da unidade eólica, [p.u.]
$\bar{P}_{gd}, \bar{Q}_{gd}$	Potências ativa e reativa do gerador diesel, [p.u.]
$P_t, \bar{P}_t$	Potência mecânica da turbina eólica, [kW, p.u.]
$P_{ar}$	Potência disponível na massa de ar, [kW]
$\rho_{ar}$	Densidade do ar, [kg/m <sup>3</sup> ]
$A$	Área de varredura do rotor da turbina, [m <sup>2</sup> ]
$V_v$	Velocidade do vento, [m/s]
$C_p$	Coefficiente de potência da turbina
$\lambda$	Velocidade específica da turbina
$\beta$	Ângulo de passo das pás da turbina, [graus]
$R_t$	Raio do rotor da turbina, [m]
$\omega_t, \bar{\omega}_t$	Velocidade do rotor da turbina, [rpm, p.u.]
$c_n$	Constantes de aproximação do modelo aerodinâmico da turbina
$\omega_{t,mín}$	Velocidade mínima do rotor da turbina, [rpm]
$\omega_{t,máx}$	Velocidade máxima do rotor da turbina, [rpm]
$P_{máx}$	Ponto de máxima potência, [kW]
$\Delta P_{sub}$	Margem de potência da região de subvelocidade, [kW]
$\Delta P_{sobre}$	Margem de potência da região de sobrevelocidade, [kW]
$V_{cc}, \bar{V}_{cc}$	Tensão do barramento CC, [V, p.u.]
$\bar{V}_{cc,ref}$	Referência de tensão do barramento CC, [p.u.]
$V_b, \bar{V}_b$	Módulo da tensão na barra, [V, p.u.]
$P$	Potência ativa, [kW]
$P_{ref}$	Potência ativa de referência, [kW]
$Q$	Potência reativa, [kVA]
$Q_{ref}$	Potência reativa de referência, [kVA]
$f_{ref}$	Frequência de referência, [Hz]
$\omega_{t,ref}$	Velocidade de referência da turbina, [rad/s]
$f$	Frequência, [Hz]

$\omega$	Frequência angular, [rad/s]
$T_m, \bar{T}_m$	Torque mecânico, [N.m, p.u.]
$T_e, \bar{T}_e$	Torque elétrico, [N.m, p.u.]
$H$	Constante de inércia, [s]
$J$	Momento de inércia, [kg.m <sup>2</sup> ]
$\omega_n, \bar{\omega}_n$	Frequência angular nominal, [rad/s, p.u.]
$\Delta\omega$	Variação de frequência angular, [rad/s]
$\Delta P_{inercial}$	Ação de controle do controle inercial
$\Delta P_{droop}$	Ação de controle do controle <i>droop</i>
$\Delta E_c$	Variação da energia cinética da turbina eólica, [J]
$\Delta E_{inercial}$	Energia cinética da turbina disponível para o controle inercial, [J]
$P_{rede}, Q_{rede}$	Potências ativa e reativa da rede, [kW, kVA]
$P_{carga}, Q_{carga}$	Potências ativa e reativa da carga, [kW, kVA]
$P_{GD}, Q_{GD}$	Potências ativa e reativa do gerador distribuído, [kW, kVA]
$C_v, C_i$	Controladores de tensão e corrente
$\omega^*$	Frequência angular de referência do controlador de tensão
$E^*$	Tensão de referência do controlador de tensão
$v^*$	Ação de controle do controlador de tensão
$P^*$	Potência ativa de referência do controlador de corrente
$Q^*$	Potência reativa de referência do controlador de corrente
$i^*$	Ação de controle do controlador de corrente
$P_I^*, Q_I^*$	Referências de potências ativa e reativa do controle primário
$P_{II}^*, Q_{II}^*$	Referências de potências ativa e reativa do controle secundário
$P_{III}^*, Q_{III}^*$	Referências de potências ativa e reativa do controle terciário
$V_L$	Tensão de linha, [V]
$V$	Tensão, [V]
$I$	Corrente, [A]
$B$	Densidade de fluxo magnético, [T]
$B_r, B_{máx}$	Densidades de fluxo magnético residual e máxima, [T]
$I_{inrush,máx}$	Corrente de inrush máxima, [p.u.]
$X_r$	Reatância da linha, [p.u.]

$X_p, X_s$	Reatâncias do enrolamento primário e secundário do transformador, [p.u.]
$X_{c,min}$	Reatância de magnetização mínima do transformador, [p.u.]
$X_T$	Reatância percentual do transformador, [p.u.]
$\bar{i}_d, \bar{i}_q$	Correntes de eixo d e q do gerador síncrono, [p.u.]
$\bar{i}_{fd}$	Corrente de campo do gerador síncrono, [p.u.]
$\bar{V}_d, \bar{V}_q$	Tensões de eixo d e q do gerador síncrono, [p.u.]
$\bar{V}_{fd}$	Tensão de campo do gerador síncrono, [p.u.]
$\bar{R}_a, \bar{R}_{fd}$	Resistências do estator e do rotor do gerador síncrono, [p.u.]
$\bar{L}_d, \bar{L}_q$	Indutâncias de eixo d e q do gerador síncrono, [p.u.]
$\bar{L}_{fd}$	Indutância do enrolamento de campo do gerador síncrono, [p.u.]
$\bar{L}_{md}$	Indutância mútua de eixo direto do gerador síncrono, [p.u.]
$\bar{\omega}_e$	Frequência elétrica angular do gerador síncrono, [p.u.]
$\omega_b$	Frequência angular de base, [rad/s]
$\bar{E}_{fd}$	Tensão aplicada ao enrolamento de campo do gerador síncrono, [p.u.]
$u_{fd}$	Sinal de controle do regulador automático de tensão
$T_e$	Constante de tempo da excitatriz, [s]
$u_{pss}$	Sinal estabilizante
$\bar{V}_t$	Tensão terminal do gerador síncrono, [p.u.]
$\bar{V}_{t,ref}$	Tensão de referência do regulador automático de tensão, [p.u.]
$\bar{\omega}_r$	Frequência angular do rotor do gerador a diesel, [p.u.]
$\Delta\bar{\omega}_r$	Desvio de velocidade do rotor do gerador a diesel, [p.u.]
$\bar{P}_m$	Potência mecânica do gerador a diesel, [p.u.]
$\bar{P}_{m0}$	Referência de potência mecânica do gerador a diesel, [p.u.]
$T_{am}$	Constante de tempo associada ao motor diesel, [s]
$u_{pm}$	Sinal de controle do regulador de velocidade
$S_n$	Potência aparente nominal da unidade eólica, [kW]
$J_{tg}$	Constante de inércia do conjunto turbina gerador, [kgm <sup>2</sup> ]
$\omega_{bm}$	Velocidade mecânica de base da turbina eólica, [rad/s]

$\bar{\omega}_e$	Frequência angular elétrica [p.u.]
$\omega_b$	Frequência angular de base [rad/s]
$\rho$	Número de polos
$\bar{P}_{cc}$	Potência do barramento CC, [p.u.]
$\bar{P}_{cc,in}, \bar{P}_{cc,out}$	Potências de entrada e saída do barramento CC, [p.u.]
$C_{cc}, \bar{C}_{cc}$	Capacitância equivalente do barramento CC, [F, p.u.]
$\bar{i}_{d,ref}, \bar{i}_{q,ref}$	Referências de corrente de eixo d e q do retificador, [p.u.]
$\bar{v}_d^*, \bar{v}_q^*$	Tensões de eixo d e q de referência para o sistema de modulação do retificador, [p.u.]
$\bar{i}_{id,ref}, \bar{i}_{iq,ref}$	Referências de corrente de eixo d e q do inversor, [p.u.]
$\bar{v}_{id}^*, \bar{v}_{iq}^*$	Tensões de eixo d e q de referência para o sistema de modulação do inversor, [p.u.]
$\bar{\omega}_{pll}$	Frequência angular medida pela PLL, [p.u.]
$\bar{v}_{oqf}$	Tensão de eixo q medida no capacitor do filtro LCL, [p.u.]
$T_{pll}$	Constante de tempo do sensor de tensão, [s]
$\Delta\omega_{pll}$	Sinal de saída do controlador da PLL
$\bar{\omega}_0$	Frequência angular nominal do sistema, [p.u.]
$\delta_{pll}$	Ângulo extraído pela PLL, [rad]
$\bar{L}_f, \bar{r}_f$	Indutância e resistência do indutor de filtragem, [p.u.]
$\bar{i}_{id}, \bar{i}_{iq}$	Corrente de eixo d e q no indutor de filtragem, [p.u.]
$\bar{C}_f$	Capacitância do capacitor de filtragem, [p.u.]
$\bar{v}_{od}, \bar{v}_{oq}$	Tensões de eixo d e q do capacitor de filtragem, [p.u.]
$\bar{L}_c, \bar{r}_c$	Indutância e resistência do indutor de acoplamento, [p.u.]
$\bar{i}_{od}, \bar{i}_{oq}$	Correntes de eixo d e q no indutor de acoplamento no referencial local do inversor, [p.u.]
$\bar{i}_{oD}, \bar{i}_{oQ}$	Correntes de eixo d e q no indutor de acoplamento no referencial global, [p.u.]
$\bar{v}_{bd}, \bar{v}_{bq}$	Tensões de eixo d e q da barra no referencial local do inversor, [p.u.]
$\bar{v}_{bD}, \bar{v}_{bQ}$	Tensões de eixo d e q da barra no referencial global, [p.u.]
$P_L, Q_L$	Potências ativa e reativa da carga, [p.u.]
$\rho_n, q_n$	Coeficientes de participação das componentes da carga

$P_{L0}, Q_{L0}$	Potências ativas e reativas da carga na tensão nominal, [kW, kVA]
$\bar{P}_{L0}, \bar{Q}_{L0}$	Potências ativas e reativas da carga na tensão nominal, [p.u.]
$\bar{R}_{LZ}, \bar{X}_{LZ}, \bar{Z}_{LZ}$	Resistência, reatância e impedância da carga Z, [p.u.]
$\bar{i}_{dLz}, \bar{i}_{qLz}$	Correntes de eixo d e q da carga Z, [p.u.]
$\bar{i}_{dLi0}, \bar{i}_{qLi0}$	Correntes iniciais de eixo d e q da carga I, [p.u.]
$\bar{i}_{dLi}, \bar{i}_{qLi}$	Correntes de eixo d e q da carga I, [p.u.]
$\bar{i}_{dLp}, \bar{i}_{qLp}$	Correntes de eixo d e q da carga P, [p.u.]
$T_{Li}, T_{Lp}$	Constantes de tempo das variações das cargas
$\bar{v}_{ds}, \bar{v}_{qs}$	Tensões de eixo d e q do gerador síncrono da unidade diesel, [p.u.]
$\bar{i}_{ds}, \bar{i}_{qs}$	Correntes de eixo d e q do gerador síncrono da unidade diesel, [p.u.]
$\bar{i}_{sD}, \bar{i}_{sQ}$	Correntes de eixo d e q do gerador síncrono da unidade diesel no referencial global, [p.u.]
$f_d, f_q$	Variáveis de eixo d e q no referencial local
$f_D, f_Q$	Variáveis de eixo d e q no referencial global
$\delta_t$	Ângulo entre os eixos diretos dos referenciais local e global, [rad]
$\delta_0$	Abertura angular entre a magnitude das tensões no capacitor do filtro LCL e na barra de geração, [rad]
$\theta$	Ângulo da transformação de referencial, [rad]
$\delta_g$	Ângulo do rotor do gerador diesel, [rad]
<b>x</b>	Vetor de estados
<b>y</b>	Vetor de saídas do sistema
<b>u</b>	Vetor de entradas de controle
<b>z</b>	Vetor de variáveis algébricas
$E_c$	Energia cinética extraída da turbina eólica, [J]
$E_{GS}$	Energia elétrica produzida pelo gerador da unidade eólica, [J]
$E_{cc,in}, E_{cc,out}$	Energia elétrica de entrada e saída do barramento CC, [J]
$E_{inv,out}$	Energia elétrica de saída do inversor da unidade eólica, [J]
$E_{rede}$	Energia elétrica entregue à rede pela unidade eólica, [J]
$AC_{iner,1}$	Ação de controle inercial 1
$AC_{iner,2}$	Ação de controle inercial 2

$P_{MPP}$	Potência no ponto de máxima potência, [p.u.]
$P_{\omega_t, \text{máx}}$	Potência no ponto de máxima velocidade, [p.u.]
$P_{disp}$	Potência disponível para energização da microrrede, [p.u.]
$P_{GD, \text{nom}}, P_{GD0}$	Potências nominal e inicial do gerador diesel, [p.u.]
$\mathbf{x}_c$	Vetor de estados dos controladores propostos
$\mathbf{A}_c, \mathbf{B}_c, \mathbf{C}_c$ e $\mathbf{D}_c$	Matrizes dos controladores propostos
$K_{p, \text{iner}1}, K_{p, \text{iner}2}$	Ganhos proporcionais dos controladores propostos
$K_{i, \text{iner}1}$	Ganho integral de um dos controladores propostos
$K_{d, \text{iner}1}, K_{d, \text{iner}2}$	Ganhos derivativos dos controladores propostos
$T_{ud}$	Constante de tempo dos controladores derivativos
$K_n$	N-ésimo ganho dos controladores
$ind_n$	N-ésimo indivíduo da população
$pop_g$	População do algoritmo genético
$g$	Gerações do algoritmo genético
$g_{\text{máx}}$	Número máximo de gerações do algoritmo genético
$J_i$	Função objetivo de uma iteração algoritmo genético
$G_i$	Aptidão de um indivíduo da população
$\mathbf{K}$	Vetor com os ganhos dos controladores
$K_{i, \text{mín}}, K_{i, \text{máx}}$	Limites mínimo e máximo dos ganhos dos controladores
$\varepsilon_\omega$	Energia do sinal da frequência
$\varepsilon_{V_{cc}}$	Energia do sinal de tensão do barramento CC
$a_1, a_2$	Pesos da função objetivo

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>27</b>
1.1 MOTIVAÇÃO.....	29
1.2 OBJETIVOS.....	34
1.2.1 Objetivos Específicos.....	34
1.3 CONTRIBUIÇÕES .....	35
1.4 ESTRUTURA DO TEXTO.....	35
<b>2 FUNDAMENTOS DE GERAÇÃO EÓLICA.....</b>	<b>37</b>
2.1 UNIDADES EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL.....	37
2.1.1 Conversão de Energia Eólica .....	38
2.1.2 Controle e Operação de Unidades Eólicas de Velocidade Variável.....	40
2.2 IMPACTO DA inserção da GERAÇÃO EÓLICA na Frequência dos SISTEMAS ELÉTRICOS.....	45
2.3 RESPOSTA INERCIAL DE UNIDADES EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL .....	47
<b>3 FUNDAMENTOS DE MICRORREDES.....</b>	<b>52</b>
3.1 OPERAÇÃO E CONTROLE DE MICRORREDES.....	54
3.1.1 Operação Conectada à Rede .....	54
3.1.2 Operação Ilhada .....	56
3.1.3 Hierarquias de Controle em Microrredes .....	58
3.2 SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO-DIESEL .....	61
3.2.1 Controle de Tensão e Frequência.....	62
<b>4 RESTABELECIMENTO DE SISTEMAS HÍBRIDOS .....</b>	<b>64</b>
4.1 FATORES RESPONSÁVEIS POR DESLIGAMENTOS DO SISTEMA.....	65
4.2 UNIDADE DE GERAÇÃO RESPONSÁVEL PELO INÍCIO DO RESTABELECIMENTO .....	65
4.3 PROCESSO DE RESTABELECIMENTO .....	66
4.4 FATORES QUE AFETAM O RESTABELECIMENTO.....	67
4.4.1 Corrente de <i>Inrush</i> em Transformadores.....	68
<b>5 MODELAGEM DINÂMICA DA MICRORREDE .....</b>	<b>73</b>
5.1 MODELAGEM DO SISTEMA COM O GERADOR DIESEL EM MODO DE CONTROLE DE TENSÃO E FREQUÊNCIA.....	74
5.1.1 Modelos do Gerador Eólico e do Gerador a Diesel.....	74



5.1.2 Modelos dos Conversores Estáticos da Unidade Eólica.....	80
5.1.3 Modelo do Filtro LCL.....	87
5.1.4 Modelo das Cargas.....	89
5.1.5 Referencial Comum para o Sistema .....	92
5.1.6 Representação do Modelo Não Linear .....	94
<b>5.2 MODELAGEM DO SISTEMA COM A UNIDADE EÓLICA EM MODO DE CONTROLE DE TENSÃO E FREQUÊNCIA.....</b>	<b>96</b>
5.2.1 Modelos do Gerador Eólico e do Gerador a Diesel.....	96
5.2.2 Modelos dos Conversores Estáticos da Unidade Eólica.....	97
5.2.3 Modelo do Filtro LCL.....	100
5.2.4 Modelo das Cargas.....	100
5.2.5 Referencial Comum para o Sistema .....	100
5.2.6 Representação do Modelo Não Linear .....	102
<b>6 ESTRATÉGIAS DE OPERAÇÃO E CONTROLE PROPOSTAS .....</b>	<b>104</b>
6.1 GERADOR DIESEL OPERANDO NO MODO DE CONTROLE <i>VF</i> .....	104
6.1.1 Análise de Atuação e Coordenação das Malhas de Controle Propostas.....	111
6.2 UNIDADE EÓLICA NO MODO DE CONTROLE <i>VF</i> .....	114
6.2.1 Análise de Atuação da Malha de Controle Proposta.....	118
6.3 ANÁLISE DA ENERGIA CINÉTICA DISPONÍVEL EM FUNÇÃO DO PONTO DE OPERAÇÃO DA UNIDADE EÓLICA.....	120
6.4 METODOLOGIA DE PROJETO DOS CONTROLADORES PROPOSTOS...	124
6.4.1 Representação do Sistema em Malha Fechada .....	124
6.4.2 Algoritmos Genéticos Aplicados a Projeto de Controladores.....	126
<b>7 RESULTADOS.....</b>	<b>131</b>
7.1 RESTABELECIMENTO DA MICRORREDE COM O GERADOR DIESEL EM MODO DE CONTROLE <i>VF</i> .....	131
7.1.1 Etapas Iniciais do Processo de Restabelecimento .....	131
7.1.2 Energização da Microrrede.....	140
7.1.3 Avaliação das Condições de Vento e Carga no Restabelecimento da Microrrede .....	149
7.1.4 Transferência de Carga da Unidade Eólica para o Gerador Diesel .....	154
7.1.5 Avaliação do Nível de Inserção da Geração Eólica .....	157
7.2 RESTABELECIMENTO DA MICRORREDE COM A UNIDADE EÓLICA EM MODO DE CONTROLE <i>VF</i> .....	162
7.2.1 Etapas Iniciais do Processo de Restabelecimento .....	162

7.2.2 Energização da Microrrede .....	168
7.3 ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS MODOS DE CONTROLE.....	174
<b>8 CONCLUSÕES .....</b>	<b>176</b>
8.1 PUBLICAÇÕES E TRABALHOS FUTUROS .....	178
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>180</b>
<b>APÊNDICE A - PARÂMETROS DO SISTEMA .....</b>	<b>188</b>
<b>APÊNDICE B - PROJETO DO FILTRO LCL E DOS GANHOS DO CONTROLE DO INVERSOR.....</b>	<b>189</b>
PROJETO DO FILTRO LCL .....	189
Indutor do Lado do Conversor .....	190
Capacitor do Filtro .....	190
Indutor do Lado da Rede .....	190
Frequência de Ressonância .....	191
Resistor de Amortecimento ( <i>Dumping</i> ) e Resistências dos Indutores .....	192
Resposta em Frequência do Filtro LCL Projetado .....	193
PROJETO DOS GANHOS DAS MALHAS DE CONTROLE DO INVERSOR DA UNIDADE EÓLICA.....	193
<b>APÊNDICE C - MODELO DA MICRORREDE.....</b>	<b>196</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A força do vento tem sido historicamente utilizada para produzir movimento e realizar trabalho. Desde os moinhos de vento até as turbinas eólicas atuais, grandes avanços tecnológicos foram necessários para possibilitar a geração de energia elétrica em larga escala a partir do vento.

A característica intermitente do vento está entre os principais responsáveis pelo atraso do desenvolvimento da geração de energia eólica frente às formas de geração tradicionais, como a hidráulica e a térmica, demandando técnicas sofisticadas de controle e, também, conversão de energia elétrica. Nesse sentido, a eletrônica de potência é essencial na integração de unidades eólicas aos sistemas elétricos de potência com alta eficiência e elevado desempenho, atendendo aos requisitos de conexão (CHEN, GUERRERO e BLAABJERG, 2009).

Em unidades eólicas de velocidade variável (VSWTs, do inglês, *Variable Speed Wind Turbines*), grande parte da energia elétrica gerada, ou até mesmo sua totalidade, dependendo da tecnologia aplicada, é processada por conversores estáticos de energia. Os conversores são formados por dispositivos semicondutores de alta capacidade de condução de corrente, frutos do desenvolvimento da eletrônica de potência, que têm ganhado espaço e importância devido à redução dos custos de comercialização de seus componentes (BLAABJERG, LISERRE e MA, 2012).

Somando-se aos avanços tecnológicos, interesses ambientais têm contribuído para a rápida expansão da geração eólica no mundo. O aumento dos níveis de poluição e as mudanças climáticas, desencadeados em grande parte por processos de produção de energia, demandam reduções nas emissões de gases. Neste sentido a geração de energia elétrica através de fontes renováveis oferece contribuições consideráveis. Face a isto, o imenso potencial das energias eólica e solar, além da energia hidráulica, é de grande importância (HEIER, 2014).

Em contrapartida aos benefícios ambientais atingidos com a geração eólica, desafios técnicos e operacionais resultantes da integração das unidades eólicas com os sistemas elétricos de potência precisam ser transpostos, principalmente no que diz respeito ao controle de frequência. Unidades eólicas de velocidade variável não respondem inerentemente aos desvios de frequência do

sistema, como os geradores síncronos convencionais. Isso leva a uma redução da inércia equivalente do sistema elétrico de potência (SEP) à medida que o nível de inserção deste tipo de geração aumenta (WANG, CHEN e JIANG, 2015), resultando em desvios de frequência maiores e mais rápidos após a ocorrência de variações típicas e atípicas de carga e geração (MORREN, PIERIK e HAAN, 2006). Contudo, o conceito de resposta inercial, que utiliza a energia cinética armazenada na turbina eólica para dar suporte ao controle primário de frequência, através da implementação de malhas de controle suplementares, tem sido amplamente estudado e difundido comercialmente. Publicações como Margaris *et al.* (2012), Wang *et al.* (2013) e Wang, Chen e Jiang (2015) são exemplos de estudos que utilizam o conceito mencionado.

Em sistemas autônomos que integram fontes de energia renováveis, tais como as microrredes, que são capazes de operar sem conexão com um sistema elétrico de potência principal, os efeitos negativos da alta inserção de VSWTs no controle de frequência podem ser mais intensos. Isso ocorre pelo fato de que o percentual de inserção da geração eólica em microrredes pode atingir valores mais elevados do que em um SEP de grande porte, refletindo em uma inércia equivalente baixa para a microrrede (OLIVARES *et al.*, 2014). Além disso, em microrredes, os desequilíbrios entre carga e geração normalmente são percentualmente maiores, quando comparado com SEPs de grande porte, fazendo com que a microrrede trabalhe com excursões de frequência de maior amplitude, mesmo em situações de operação normal (MARGARIS *et al.*, 2012; OLIVARES *et al.*, 2014).

Outro aspecto relevante na operação de microrredes é a capacidade de restabelecimento após um desligamento (no inglês, *black start*). Nestas situações, as unidades de geração devem estar aptas a energizar a microrrede, suportando os degraus de carga resultantes sem perder a estabilidade. Para a execução deste processo, uma sequência de ações precisa ser previamente estabelecida, levando em consideração vários aspectos, como a disponibilidade de energia primária, a arquitetura da microrrede e a magnitude dos degraus de carga iniciais decorrentes da energização.

Nesse contexto, o presente trabalho foca no restabelecimento de sistemas autônomos com alta inserção de geração eólica. A seção seguinte apresenta com mais detalhes o estabelecimento do problema abordado e a motivação para a realização da pesquisa proposta. Também neste capítulo,

definem-se os objetivos do trabalho e também as contribuições técnico-científicas da pesquisa apresentada.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

A operação autônoma de sistemas elétricos temporariamente ilhados ou geograficamente isolados se caracteriza pela ausência de conexão com a rede principal, ou seja, nesse tipo de operação não há uma conexão elétrica com o sistema elétrico de potência de grande porte. Em ambos os casos, a operação autônoma é semelhante, e requer que, em primeira instância, seja satisfeito o balanço de potência entre carga e geração. O ilhamento, caracterizado pela transição do modo de operação conectado à rede para o modo ilhado, pode ocorrer de forma intencional programada ou não intencional. O ilhamento intencional pode ocorrer em situações de manutenção programada ou quando a qualidade da energia elétrica da rede principal degrada a operação da microrrede. Já o ilhamento não intencional pode acontecer devido à faltas ou outros eventos não programados que ocorrem no sistema de potência principal (OLIVARES et al., 2014).

Internacionalmente, a possibilidade da operação ilhada de sistemas elétricos é definida pelos códigos de rede locais. No entanto, a normativa IEEE Std 1547.4 (2011), “guia para projeto, operação e integração de sistemas ilhados aos sistemas elétricos de potência”, retrata a tendência de regulamentação da operação ilhada pelos agentes dos sistemas elétricos de potência.

Um alto nível de inserção de geração eólica em microrredes ilhadas normalmente proporciona redução nos custos de geração devido à economia no consumo de combustíveis por unidades convencionais, como geradores a diesel (ABBEY e JOÓS, 2009). Porém, a característica intermitente da geração eólica, devido às características naturais do vento, incorre em problemas relativos à confiabilidade e estabilidade (NIKOLIC et al., 2014). As unidades eólicas normalmente operam de modo a extrair a máxima potência disponível na massa de ar (MPPT, do inglês, *Maximum Power Point Tracking*), variando a potência gerada de acordo com a velocidade do vento para atingir o máximo aproveitamento energético, o que explica a inconstância na geração (COLSON e NEHRIR, 2010). A

operação de microrredes nestas condições requer estratégias de controle adequadas para garantir que a frequência e a magnitude da tensão se mantenham dentro dos limites adequados de estabilidade.

Diferentemente dos sistemas de potência de grandes dimensões, que possuem um grande número de geradores síncronos convencionais e, conseqüentemente, inércia elevada, as microrredes têm inércia equivalente baixa, especialmente quando há grande parte da geração conectada através de conversores estáticos plenos, como são as unidades eólicas de velocidade variável baseadas em conversores estáticos plenos (OLIVARES et al., 2014). Embora o rotor da turbina eólica e o gerador em rotação armazenem grande quantidade de energia cinética, suas dinâmicas são completamente desacopladas da rede pelo conversor, e, portanto, desvios de frequência da rede não implicam naturalmente em variação da velocidade do rotor, o que explica a baixa inércia associada às microrredes com grande inserção de geração eólica (MARGARIS et al., 2012). Isso se reflete em elevadas taxas de variação de frequência (ROCOF, do inglês, *Rate of Change of Frequency*) do sistema e excursões de frequência maiores (LALOR, MULLANE e O'MALLEY, 2005).

Para assegurar a confiabilidade de sistemas com alta inserção de geração eólica, alguns agentes reguladores já atualizaram seus códigos de rede para que unidades eólicas contribuam com a regulação de frequência (WANG et al., 2013). A contribuição de unidades eólicas na regulação de frequência pode ser realizada por meio da implementação de malhas de controle suplementares, que têm papel de identificar excursões de frequência no sistema e interferir na potência fornecida (WANG, CHEN e JIANG, 2015). Vários controladores têm sido propostos nos últimos anos, mas duas soluções para regulação de frequência com unidades eólicas de velocidade variável têm se destacado: o controle inercial e o controle de velocidade por inclinação (em inglês, *speed-droop control*) (WANG et al., 2013). Em ambas as estratégias de controle, as unidades eólicas operam fornecendo mais potência para o sistema durante eventos de queda de frequência, sendo que a primeira estratégia tem atuação mais rápida e de curta duração e a segunda contribui mais significativamente a longo prazo (MARGARIS et al., 2012).

Em microrredes autônomas em que a geração eólica é predominante, uma alternativa para realizar o controle de frequência é operar a unidade eólica no modo seguidor de carga (em inglês, *load-following*), mais conhecido como modo de

controle V/f, ficando essa unidade de geração responsável por promover o balanço de potência entre carga e geração. Neste caso, a unidade eólica gera somente a potência requerida e não provoca excursões de frequência significativas durante as variações de carga no sistema (COLSON e NEHRIR, 2010). A frequência do sistema não sofre desvios significativos pelo fato do conversor estático da unidade eólica ser bastante rápido e efetivo no controle dessas grandezas. Nessa forma de controle, quem sofre excursões significativas durante desbalanços de potência é a tensão no barramento CC da unidade eólica, sendo necessário utilizar dispositivos que auxiliem no controle dessa grandeza, como sistemas de armazenamento de energia. Lukasiwicz, Oliveira e Dranka (2015), propõem uma estratégia de controle que emprega um banco de carga (DL, do inglês, *Dump Load*) e uma malha de controle suplementar para um gerador diesel (GDI) de forma a controlar a tensão no barramento CC e mantê-la dentro dos níveis requeridos para a operação adequada da unidade eólica. Um indicador importante neste tipo de operação é a taxa de variação de tensão (ROCOV, do inglês, *Rate of Change of Voltage*) do barramento CC, que pode ser entendida como o dual do ROCOF de sistemas em que a frequência é controlada por geradores convencionais.

A regulação de frequência em sistemas autônomos já é uma tarefa difícil durante a operação normal. Em operações de restabelecimento após a ocorrência de um desligamento (em inglês, *blackout*), o controle de frequência do sistema tende a ser ainda mais complicado. A dificuldade se faz devido aos grandes desbalanços entre a potência mecânica e a potência elétrica nas unidades geradoras durante a energização das cargas do sistema. Isso ocorre porque o restabelecimento de sistemas elétricos geralmente envolve variações de carga maiores, quando comparadas com as variações de carga da operação normal do sistema (DANG e HARLEY, 2013). A variabilidade do vento e as características construtivas e operacionais das unidades eólicas também interferem na execução do processo de partida de sistemas elétricos. O desafio é, portanto, coordenar as unidades de geração tradicionais com as fontes renováveis durante o restabelecimento do sistema (DANG e HARLEY, 2013).

Em sistemas de potência convencionais, há dois tipos de restabelecimento: a) energizar das linhas de transmissão de alta tensão e depois energizar os subsistemas de menor tensão (processo conhecido em inglês como *top-down restoration*); b) iniciar por unidades de geração individuais e cargas críticas

para depois realizar a sincronização das áreas restabelecidas (em inglês, *bottom-up restoration*) (CAI, XU e MITRA, 2011). A estratégia *top-down* é utilizada em casos em que apenas uma porção do sistema de potência sofreu um *blackout*, enquanto a estratégia *bottom-up* é utilizada quando o *blackout* do sistema ocorreu de forma generalizada (FELTES e GRANDE-MORAN, 2008). Em ambos os casos o processo de restabelecimento é conduzido pelos operadores do sistema de forma manual, baseados em uma sequência planejada de ações. (CAI, XU e MITRA, 2011; LOPES, MOREIRA e RESENDE, 2005).

Em microrredes, o procedimento completo de restabelecimento é mais simples, devido ao número reduzido de elementos controláveis, como fontes, chaves e cargas. Porém, as características das unidades de geração baseadas em conversores estáticos dificultam a energização do sistema, demandando estratégias para realizar o balanço de potência entre carga e geração durante o restabelecimento (LOPES, MOREIRA e RESENDE, 2005).

Trabalhos têm sido desenvolvidos acerca do restabelecimento de microrredes nos últimos anos, porém o tema ainda não está completamente estabelecido e muitas contribuições técnicas podem ser feitas, no que tange aos procedimentos necessários e as técnicas de controle mais apropriadas (DANG e HARLEY, 2013). Cai, Xu e Mitra (2011), por exemplo, apresentam um esquema de controle hierárquico para o restabelecimento de uma microrrede composta por unidades de geração conectadas através de conversores de energia. Dang e Harley (2013) investigam o processo de restabelecimento e controle de frequência de uma microrrede que contém um gerador síncrono convencional movido a diesel e uma turbina eólica de velocidade variável do tipo gerador de indução duplamente alimentado (DFIG, do inglês, *Doubly Fed Induction Generator*). Ainda nesse mesmo contexto, Aktarujjaman *et al.* (2006) executa um processo de restabelecimento em um sistema composto por uma unidade eólica baseada em gerador de indução duplamente alimentado e um sistema de armazenamento de energia conectado ao barramento CC da unidade. Karakasis, Mademlis e Kioskeridis (2014) também propõem um procedimento para restabelecimento de um sistema autônomo com uma unidade eólica do tipo DFIG utilizando baterias para armazenamento de energia. Outro estudo correlato aos anteriores é apresentado por Wang *et al.* (2016).

Contudo, até publicação desse trabalho não foram encontradas publicações a respeito do restabelecimento de microrredes com alta inserção de



unidades eólicas de velocidade variável baseadas em conversor pleno. Além disso, sistemas de armazenamento de energia apresentam alto custo de implantação (YANG, YANG e LI, 2014). Neste sentido, o presente trabalho propõe estratégias operacionais e de controle que possibilitam o restabelecimento de sistemas autônomos com alta inserção de geração eólica baseada em unidades do tipo FRC (do Inglês, *Fully Rated Converter*), sem fazer uso de sistemas de armazenamento de energia. Como foco das estratégias propostas, a principal inovação está no uso do controle inercial para que a geração eólica contribua com a regulação de frequência durante o processo de restabelecimento.

O trabalho foca na proposição de estratégias operacionais e de controle que garantam a execução do processo de restabelecimento e o controle de frequência de sistemas ilhados ou isolados geograficamente. O desempenho do sistema para duas formas de controle de frequência, controle realizado por um gerador convencional a diesel e controle realizado por uma unidade eólica, é também avaliado nas pesquisas realizadas. A energia cinética armazenada na turbina eólica é explorada no controle de frequência durante o restabelecimento. Neste sentido, as estratégias propostas apresentam vantagens em relação ao controle inercial normalmente utilizado, tais como maior rapidez de atuação e contribuição em regime permanente. Também faz parte do escopo do trabalho a obtenção de um modelo matemático que represente satisfatoriamente os elementos que compõem a microrrede, para servir de base para as simulações em ambiente computacional, através do uso do software Matlab<sup>®</sup>.

Como na maioria das pesquisas correlatas, a avaliação do controle proposto é feita através de modelos computacionais adequados e técnicas típicas para análise da dinâmica e controle de sistemas elétricos de potência. Alguns exemplos de trabalhos que realizam estudos de dinâmica e controle de microrredes apenas por meio de simulações computacionais são Kosari e Hosseinian (2016), Meng, Wang e Liu (2016) e YU *et al.* (2016).

## 1.2 OBJETIVOS

Baseado no contexto apresentado, esse trabalho propõe estratégias operacionais e de controle que permitam a realização do restabelecimento de sistemas autônomos ilhados ou isolados geograficamente com alto índice de inserção de geração eólica baseada em conversor estático pleno.

### 1.2.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos que se pretendem atingir com o trabalho são os seguintes:

- Avaliar os principais fatores que afetam o restabelecimento de microrredes com alto índice de inserção de geração eólica;
- Comparar o desempenho de dois modos de operação da microrrede durante processos de restabelecimento: controle de frequência realizado pelo gerador diesel e controle de frequência realizado pela unidade eólica;
- Propor estratégias operacionais e de controle que possibilitem o restabelecimento de microrredes com predominância de geração eólica;
- Projetar os controladores das malhas de controle propostas por meio de abordagem adequada ao problema e que permita melhorar a regulação de frequência da microrrede durante o processo de reestabelecimento.

### 1.3 CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições deste trabalho são:

- Estabelecimento dos principais fatores que afetam o restabelecimento de microrredes com alta inserção de geração eólica e os pontos críticos do processo;
- Determinação de qual modo operacional da microrrede proporciona melhor desempenho dinâmico durante o restabelecimento da microrrede e quais são os motivos associados;
- Uso da energia cinética da unidade eólica por meio do controle proposto durante o processo de restabelecimento;
- Proposição de uma malha de controle suplementar às malhas de controle do inversor da unidade eólica para antecipar a atuação do controle inercial;
- Análise do potencial de contribuição da geração eólica para o restabelecimento de sistemas de potência.

### 1.4 ESTRUTURA DO TEXTO

Este primeiro capítulo abordou os conceitos iniciais relativos ao restabelecimento de microrredes com alta inserção de geração eólica e as motivações para a realização do trabalho, bem como a definição do escopo, os objetivos geral e específicos e as contribuições principais.

O capítulo 2 trata dos fundamentos de geração eólica, da operação de unidades eólicas de velocidade variável baseadas em conversor pleno e seu impacto em sistemas elétricos, bem como de aspectos relacionados à resposta inercial. O terceiro capítulo apresenta fundamentos de microrredes, no que se refere aos modos de operação e ao controle de microrredes. Também comenta-se a respeito de sistemas híbridos eólico-diesel. O capítulo 4 apresenta os conceitos importantes sobre restabelecimento de sistemas híbridos, onde é abordado o processo de restabelecimento e fatores que afetam o restabelecimento.

No capítulo 5 é retratada a modelagem dinâmica da microrrede em estudo, utilizada nas simulações computacionais. O modelo é apresentado em termos de equações diferenciais de primeira ordem e equações algébricas que representam o comportamento de interesse dos componentes do sistema. Já o capítulo 6 traz as estratégias operacionais e de controle propostas para auxiliar o controle de frequência durante o restabelecimento de sistemas híbridos, onde estão as principais contribuições do trabalho.

O sétimo capítulo apresenta os resultados obtidos com a utilização das estratégias propostas, bem como os controladores projetados pela formulação de projeto adotada. São mostradas as principais etapas do processo de restabelecimento e analisa-se também a eficácia da atuação das malhas de controle propostas no controle de frequência da microrrede. Por fim, o capítulo 8 apresenta as conclusões obtidas com o desenvolvimento do trabalho, os artigos científicos publicados e as sugestões para trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTOS DE GERAÇÃO EÓLICA

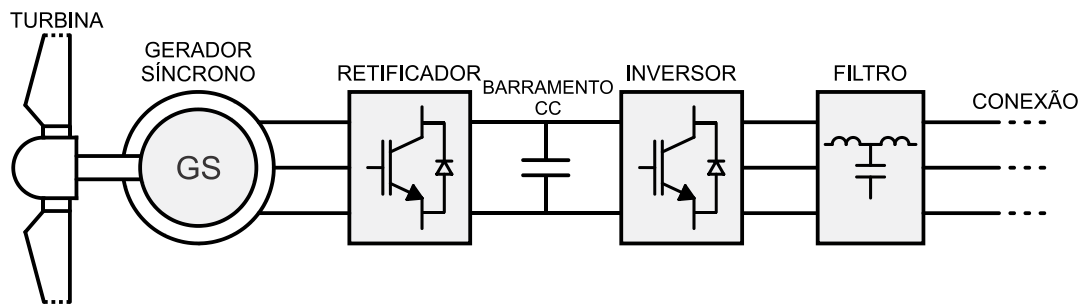
Neste capítulo serão tratadas questões relativas às unidades de geração eólica. Primeiramente são abordados aspectos sobre o funcionamento de unidades eólicas de velocidade variável, com ênfase nas unidades baseadas em gerador síncrono com conversor pleno. Questões relacionadas ao controle e operação de unidades eólicas também são abordadas nesse capítulo. Em seguida, será discutido o impacto da geração eólica em sistemas elétricos, com foco na regulação de frequência e na resposta inercial de unidades eólicas de velocidade variável.

### 2.1 UNIDADES EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Para se obter um melhor aproveitamento da energia eólica, considerando as características aerodinâmicas da turbina e a variabilidade natural do vento, o sistema de geração deve ser capaz de operar em velocidade variável (POLINDER et al., 2013). Com a operação em velocidade variável é possível adaptar continuamente a velocidade rotacional da turbina eólica, garantindo a máxima eficiência aerodinâmica sobre uma grande faixa de velocidades de vento (ACKERMANN, 2012). A operação em velocidade variável requer o uso de conversores estáticos para adequar a frequência e tensão de saída da unidade eólica às características nominais da rede.

Duas topologias de unidades eólicas de velocidade variável tiveram maior difusão: unidades do tipo DFIG, baseadas em gerador de indução duplamente alimentado, e unidades do tipo FRC, baseadas em gerador síncrono e conversor pleno (ANAYA-LARA et al., 2009). As unidades DFIG surgiram anteriormente, porém, as unidades FRC possuem características competitivas. Entre elas estão a possibilidade de eliminação ou simplificação da caixa multiplicadora de velocidades, maior confiabilidade, redução nos custos de manutenção e melhoria na controlabilidade e estabilidade da operação (LI et al., 2015; POLINDER et al., 2013). Essas características contribuíram para a escolha deste tipo de unidade eólica para a realização da pesquisa proposta nesse trabalho.

A Figura 1 mostra um diagrama representando os principais componentes das unidades eólicas baseadas em gerador síncrono e conversor pleno, onde toda a energia é gerada em corrente alternada (CA) pelo gerador síncrono, convertida para corrente contínua (CC) pelo retificador e posteriormente convertida de CC para CA pelo inversor conectado à rede. O filtro é responsável por atenuar os efeitos de comutação do inversor e assegurar que os requisitos de qualidade de energia para conexão com a rede sejam satisfeitos.



**Figura 1 - Componentes típicos de unidades eólicas baseadas em gerador síncrono e conversor estático pleno (FRC).**

### 2.1.1 Conversão de Energia Eólica

As turbinas eólicas extraem energia cinética do vento que passa na área de varredura das pás. A potência disponível em uma massa de ar é dada por

$$P_{ar} = \frac{1}{2} \rho_{ar} A V_v^3, \quad (1)$$

onde  $\rho_{ar}$  é a densidade do ar (aproximadamente  $1,225 \text{ Kg/m}^3$ ),  $A$  é a área de varredura do rotor (em  $\text{m}^2$ ) e  $V_v$  é a velocidade do vento (em  $\text{m/s}$ ) (ANAYA-LARA et al., 2009). A potência transferida para o eixo do rotor é reduzida pelo coeficiente de potência,  $C_p(\lambda, \beta)$ , que corresponde à eficiência da conversão da energia cinética do vento em energia mecânica. Assim, a potência mecânica transferida para o eixo da turbina é escrita como

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

Em (2),  $\lambda$  representa a velocidade específica da turbina (TSR, do inglês, *Tip Speed Ratio*) e  $\beta$  corresponde ao ângulo de passo (em inglês, *pitch angle*) das pás da turbina (ANAYA-LARA et al., 2009). A velocidade específica da turbina é escrita como

$$\lambda = \frac{\omega_t R_t}{V_v}, \quad (3)$$

onde  $\omega_t$  é a velocidade angular do rotor da turbina e  $R_t$  é o raio da turbina eólica.

O máximo valor teórico que o coeficiente de potência pode assumir é igual a 0,593, conhecido como limite de Betz, o que significa que é impossível a turbina extrair mais que 59,3% da potência disponível na massa de ar (ANAYA-LARA et al., 2009). Contudo, atualmente o coeficiente de potência atingido na prática chega a aproximadamente 0,5 nos melhores casos (WU et al., 2011).

Para determinar o coeficiente de potência, aproximações numéricas são feitas considerando questões aerodinâmicas de alta complexidade. Uma equação desenvolvida para o cálculo de  $C_p$ , em função de  $\lambda$  e  $\beta$ , é dada por

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}}, \quad (4)$$

em que

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1}, \quad (5)$$

onde as constantes  $c_1, c_2, \dots, c_8$  e  $c_9$  são determinadas por aproximações computacionais baseadas em dados provenientes de medições (SLOOTWEG et al., 2003; HEIER, 2014). A Tabela 1 apresenta os valores das constantes para um modelo geral de representação de turbinas eólicas de velocidade variável.

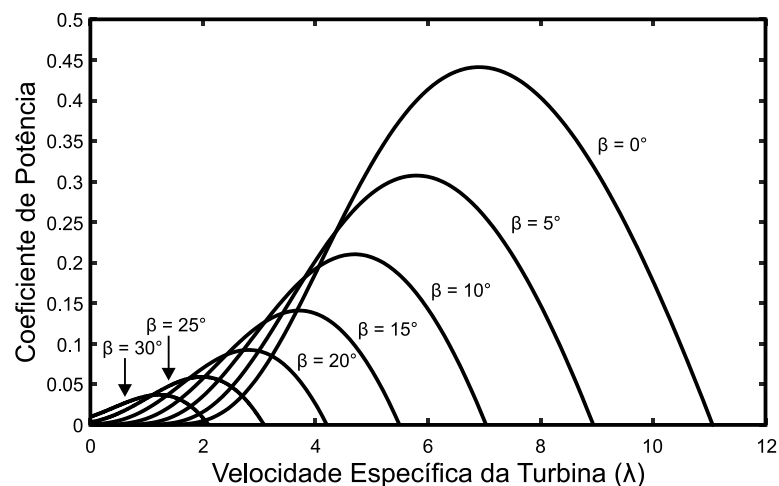
**Tabela 1 - Valores das constantes de aproximação do coeficiente de potência.**

Fonte: Sloodweg et al. (2003).

Constante	$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$	$c_5$	$c_6$	$c_7$	$c_8^1$	$c_9$
Valor	0,73	151	0,58	0,002	2,14	13,2	18,4	-0,02	0,003

<sup>1</sup> Heier (2014) utiliza  $c_8 = 0.08$ , valor adotado neste trabalho e que adiciona torque de partida para ângulos de passo elevados, necessário para a aceleração inicial da turbina.

O comportamento do coeficiente de potência em relação à velocidade específica da turbina e ao ângulo de passo é mostrado na Figura 2. O máximo coeficiente de potência é atingido quando  $\beta$  é zero e para um valor ótimo de  $\lambda$ , que pode ser atingido variando a velocidade angular da turbina de acordo com a velocidade do vento, como pode ser observado em (3). À medida que o ângulo de passo aumenta, ocorre uma redução na eficiência da conversão de energia cinética em energia mecânica pela turbina, devido à redução do coeficiente de potência. A variação no ângulo de passo é realizada pelo controle da unidade eólica em determinadas condições operacionais, que serão discutidas na sequência e ajudarão a compreender os conceitos já apresentados.



**Figura 2 - Coeficiente de potência em função da velocidade específica da turbina e do ângulo de passo.**

### 2.1.2 Controle e Operação de Unidades Eólicas de Velocidade Variável

No contexto do controle e operação de unidades eólicas de velocidade variável, é importante compreender primeiramente em que condições a turbina pode operar, em relação à velocidade do vento e à velocidade angular do rotor ( $\omega_t$ ). Os modos de controle típicos aplicados às unidades eólicas também são fundamentais para o entendimento do controle proposto nesse trabalho e dos demais conceitos que são apresentados ao longo do trabalho.



### 2.1.2.1 Regiões de operação

As unidades eólicas do tipo FRC podem trabalhar de forma contínua dentro de uma determinada faixa de velocidade angular do rotor, determinada pela velocidade mínima ( $\omega_{t,mín}$ ) e pela velocidade máxima ( $\omega_{t,máx}$ ). Por exemplo, uma unidade eólica de 2MW pode operar em uma faixa de 10,5 a 21 rpm (SLOOTWEG et al., 2003), correspondendo a aproximadamente 0,6 a 1,2 p.u., quando a velocidade nominal é igual a 17,5 rpm. Outro limite operacional ocorre quando a potência mecânica extraída do vento atinge seu valor nominal, não podendo ser ultrapassado para que não ocorram danos aos componentes da unidade de geração. A Figura 3 ilustra graficamente a área de operação da turbina, relacionando a potência mecânica com a velocidade angular do rotor, para várias curvas de vento.

Enquanto nenhum limite é atingido, a unidade opera normalmente buscando a máxima eficiência na conversão de energia, seguindo o ponto de máxima potência (MPP, do inglês, *Maximum Power Point*). Porém, quando o limite superior de velocidade é atingido, a velocidade é mantida constante e a unidade trabalha fora do MPP, onde sua eficiência aerodinâmica é menor. Quando a velocidade do vento chega a valores elevados, a turbina atinge seu limite de extração de potência e o ângulo de passo é ajustado, reduzindo ainda mais a eficiência da conversão de energia eólica em energia mecânica para que o limite de potência não seja ultrapassado.

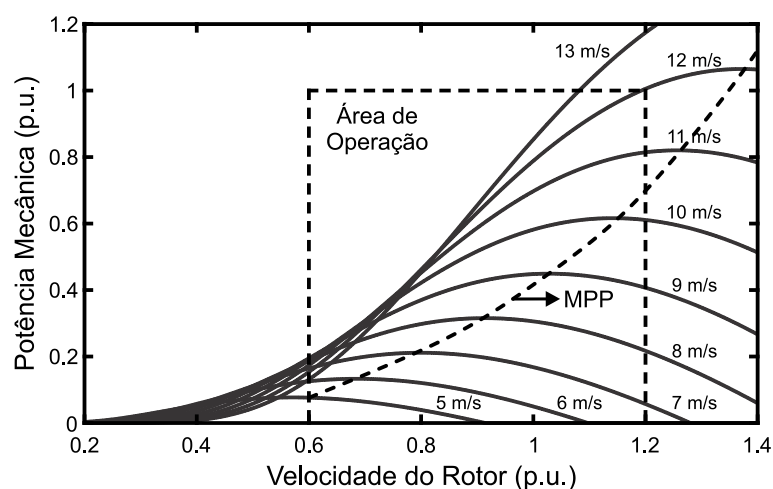
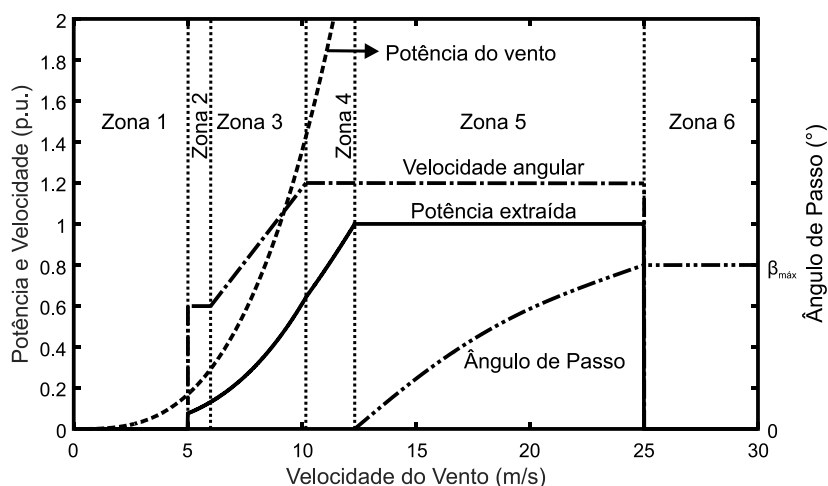


Figura 3 - Área de operação de uma turbina eólica de velocidade variável.

A Figura 4 relaciona a curva de potência típica de uma unidade eólica de velocidade variável com a velocidade do vento, mostrando as zonas de operação típicas das turbinas eólicas. Normalmente, as turbinas possuem um vento de partida (em inglês, *cut-in wind*) de 5m/s e um vento máximo de parada (em inglês, *cut-off wind*) de 25m/s (ANAYA-LARA et al., 2009).

Desta forma, nas zonas de vento 1 e 6 não há produção de energia, sendo que na zona 1 a turbina é mantida travada e na zona 6 a turbina é parada para evitar danos na unidade eólica. Na zona 2, a turbina opera com velocidade mínima, pois o ponto de máxima potência da curva de vento corresponde à uma velocidade abaixo do limite inferior. Na zona 3 a turbina opera seguindo o MPP, variando a velocidade do rotor de acordo com o vento, buscando a maior eficiência na conversão da energia eólica. A zona 4 é caracterizada pela operação na velocidade máxima da turbina, não podendo mais seguir o ponto de máxima potência, o que leva a uma perda de eficiência na conversão de energia. Por fim, na zona 5 a turbina continua operando no limite máximo de velocidade e o ângulo de passo é controlado para limitar a potência extraída do vento no valor nominal da potência da turbina eólica (WANG, CHEN e JIANG, 2015).



**Figura 4 - Curvas operacionais típicas de unidades eólicas de velocidade variável.**  
Fonte: Adaptado de Wang, Chen e Jiang (2015).

Desde que atenda aos limites de velocidade e potência, a unidade eólica pode operar fora do ponto de extração de máxima potência, se for do interesse do operador ou quando se adota a estratégia de seguidor de carga. Nestes casos, duas regiões de operação podem ser exploradas: região de subvelocidade e região de

sobrevelocidade (YUAN et al., 2009). A região de subvelocidade é compreendida entre o limite inferior de velocidade da turbina e o MPP, que varia com o vento, e a região de sobrevelocidade fica entre o ponto de máxima potência e o limite superior de velocidade da turbina.

A Figura 5 ilustra as regiões de sub e sobrevelocidade da turbina eólica para duas curvas de potência mecânica, originadas de velocidades de vento diferentes. Para a curva 1, o ponto de máxima potência  $P_{máx,1}$  corresponde a uma velocidade angular menor que no ponto  $P_{máx,2}$  da curva 2. Além disso, são mostradas as margens de potência que podem ser exploradas em cada região, onde é possível ver que para a curva 1 a região de sobrevelocidade tem uma margem de potência maior que a região de subvelocidade ( $\Delta P_{sobre,1} > \Delta P_{sub,1}$ ). O contrário ocorre para a curva 2, onde a região de subvelocidade tem uma margem de potência maior que a região de sobrevelocidade ( $\Delta P_{sub,2} > \Delta P_{sobre,2}$ ). Essa margem de potência, inerente à curva de potência da turbina eólica, é importante para a operação da unidade eólica no modo seguidor de carga, pois possibilita variar a potência gerada em função do controle da velocidade da turbina eólica.

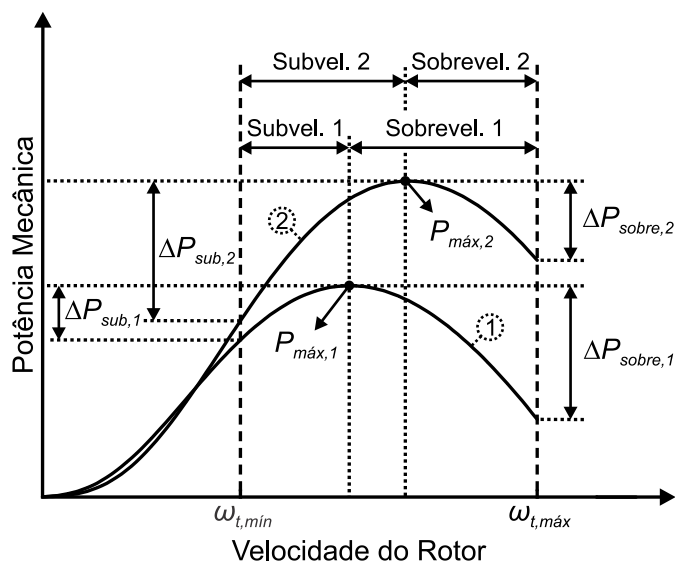


Figura 5 - Regiões de sub e sobrevelocidade e suas respectivas margens de potência.

### 2.1.2.2 Controle do ângulo de passo da turbina eólica

O controle do ângulo de passo é normalmente realizado na zona de vento 5, onde a potência gerada encontra-se em seu limite máximo e o aumento do ângulo

de passo é necessário para reduzir a eficiência aerodinâmica e limitar a potência extraída do vento (VAN, NGUYEN e LEE, 2015). O controle do ângulo de passo também tem outras aplicações, como na partida da unidade eólica, em que a adoção de um ângulo elevado produz um torque significativo no rotor, suficiente para a turbina começar a rodar (BURTON et al., 2011).

Com o rotor parado, um ângulo de passo de  $90^\circ$  é usualmente mantido para minimizar as forças aerodinâmicas nas pás e evitar danos em condições de altas velocidades de vento, como ocorre na zona de vento 6 (BURTON et al., 2011). Adicionalmente, o controle do ângulo de passo pode ser utilizado também na operação da unidade eólica em condições que se deseja restringir a potência extraída do vento para satisfazer os requisitos de carga, como ocorre no modo seguidor de carga.

### 2.1.2.3 Controle dos conversores estáticos

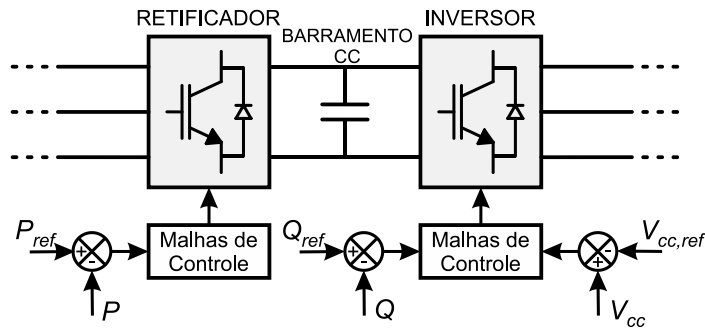
Conforme mencionado no Capítulo 1, as unidades eólicas podem operar utilizando basicamente duas estratégias de controle: modo seguidor do ponto de máxima potência e modo seguidor de carga (COLSON e NEHRIR, 2010). Na estratégia seguidora do ponto de máxima potência a unidade eólica geralmente opera no modo de controle  $PQ$ , enquanto que na estratégia seguidora de carga a unidade eólica opera tipicamente em modo de controle  $Vf$ . No modo  $PQ$  controla-se a potência ativa e reativa na saída da unidade de geração e no modo  $Vf$  controla-se a frequência e a magnitude da tensão na saída da unidade de geração.

A Figura 6 traz uma representação das malhas de controle típicas empregadas no modo de controle  $PQ$  em uma unidade eólica do tipo FRC. No retificador controla-se geralmente a velocidade da turbina, para que a turbina eólica opere no ponto de máxima potência. Já no inversor são controladas a potência ativa, de forma indireta pelo controle da tensão do barramento CC, e a potência reativa fornecidas pela unidade eólica.

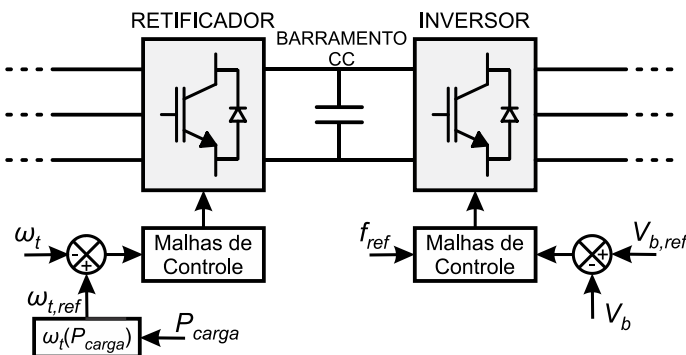
Na Figura 7 são representadas as malhas de controle normalmente utilizadas no modo de controle  $Vf$ . No retificador, a velocidade da turbina é controlada para a turbina operar em um ponto que seja satisfeita a demanda da

carga. Por sua vez, o inversor mantém a frequência fixa no valor de referência e realiza o controle da tensão nos terminais da unidade eólica.

Os dois modos de operação das unidades eólicas fazem parte do escopo deste trabalho e serão melhor detalhados à frente, onde apresenta-se a modelagem dinâmica completa dos componentes do sistema em estudo.



**Figura 6 - Controle dos conversores em modo PQ.**  
 Fonte: Adaptado de Dranka (2014).



**Figura 7 - Controle dos conversores em modo Vf.**  
 Fonte: Adaptado de Dranka (2014).

## 2.2 IMPACTO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NA FREQUÊNCIA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

O nível de inserção de unidades de geração eletronicamente acopladas à rede por conversores estáticos plenos, como é o caso das unidades eólicas do tipo FRC, influencia a inércia equivalente de um sistema elétrico, que por sua vez tem impacto na taxa de variação e na amplitude das excursões de frequência. Isso pode ser percebido observando a equação do movimento para os geradores síncronos dada por (KUNDUR, 1994):

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H}(T_m - T_e), \quad (6)$$

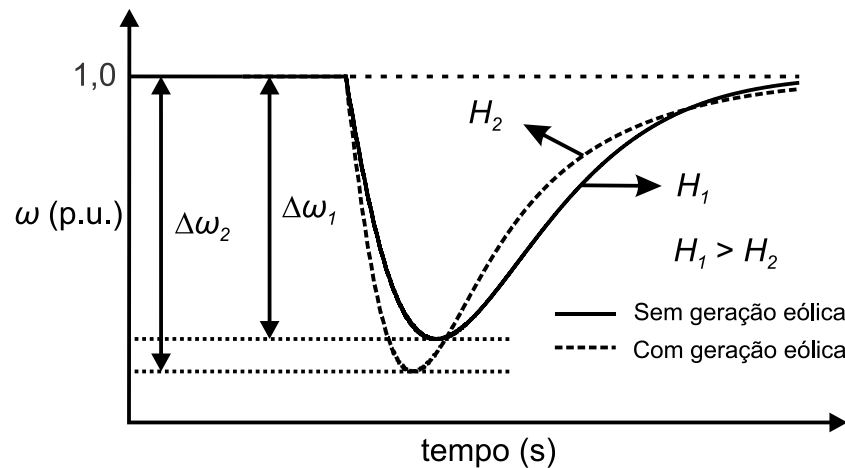
onde  $\omega$  é a velocidade angular do rotor,  $T_m$  é o torque mecânico aplicado no eixo do gerador pela turbina,  $T_e$  é o torque elétrico aplicado pela carga ao rotor do gerador e  $H$  é a constante de inércia do conjunto turbina-gerador. A constante de inércia relaciona-se com o momento de inércia através da seguinte equação (KUNDUR, 1994):

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_n^2}{S_n}, \quad (7)$$

onde  $J$  é o momento de inércia do conjunto turbina-gerador,  $\omega_n$  é a velocidade angular nominal do rotor do gerador e  $S_n$  é a potência aparente nominal do gerador. Através de (6) é possível observar que quanto maior a constante de inércia, menor é taxa de variação de frequência para um determinado desbalanço entre torque elétrico e torque mecânico, que ocorre quando há um desbalanço entre a potência ativa consumida pelas cargas e a potência mecânica aplicada ao eixo do gerador. Esta análise feita para um gerador síncrono também é válida para um sistema elétrico de potência contendo várias unidades de geração convencionais, onde a constante de inércia de todos os geradores pode ser representada por uma constante de inércia equivalente. Neste caso, à medida que unidades convencionais vão sendo inseridas, aumenta-se o momento de inércia total do sistema e também a potência nominal.

Nas unidades eólicas de velocidade variável baseadas em conversor pleno, as dinâmicas associadas à velocidade do gerador não estão acopladas com a frequência da rede em que estão conectadas (WANG, CHEN e JIANG, 2015). Sendo assim, quando uma unidade eólica é adicionada a um sistema elétrico, a potência nominal do sistema aumenta, mas o momento de inércia não se altera, o que implica em uma redução em  $H$ . A Figura 8 ilustra o comportamento da frequência devido à inserção de geração eólica com unidades do tipo FRC em um sistema elétrico de potência. A presença da geração eólica provoca um aumento na taxa de variação de frequência do sistema, observada nos momentos iniciais após um desbalanço de potência. O afundamento de frequência ( $\Delta\omega$ ) também é mais

acentuado, podendo levar o sistema à instabilidade caso os limites estabelecidos para a operação sejam ultrapassados.

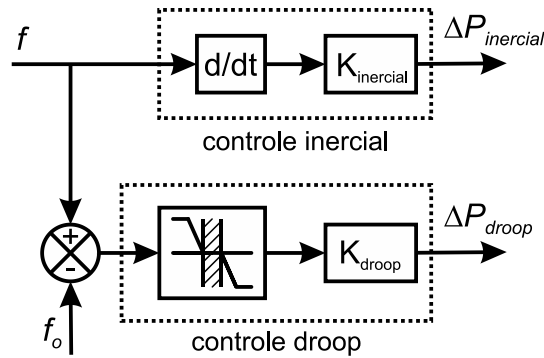


**Figura 8 - Comportamento da frequência devido à inserção de geração eólica em um sistema elétrico de potência.**

Devido à redução da constante de inércia equivalente, as estratégias e reguladores convencionais podem não ser capazes de manter a frequência do sistema dentro de limites aceitáveis, o que pode causar o desligamento parcial ou total do sistema devido à atuação do sistema de proteção. Nestes casos é desejável que as unidades eólicas colaborem com a regulação de frequência, por meio de malhas de controle suplementares, prestando assim serviços ancilares ao sistema elétrico (WANG et al., 2013).

### 2.3 RESPOSTA INERCIAL DE UNIDADES EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Conforme discutido na seção anterior, as unidades eólicas de velocidade variável não respondem naturalmente a desvios de frequência, como acontece com os geradores síncronos convencionais, necessitando de malhas de controle suplementares que habilitem este comportamento. Basicamente, dois tipos de controladores são empregados para este fim, o controle inercial (em inglês, *inertial control*) e o controle primário de velocidade (ou controle *droop*, em inglês, *speed-droop control*). A Figura 9 mostra as malhas de controle do controle inercial e do controle *droop*.



**Figura 9 - Malhas de controle suplementares típicas para unidades eólicas: controle inercial e controle *droop*.**  
**Fonte: Margaris et al. (2012).**

O controle inercial opera criando uma inércia “virtual” para responder de acordo com a taxa de variação de frequência, extraindo energia cinética armazenada nas massas rotativas da turbina eólica e entregando à rede. Isso é feito através da atuação no controle de velocidade da turbina, forçando o conversor a extrair mais potência do gerador do que a potência disponível na massa de ar e, conseqüentemente, reduzindo a velocidade da turbina eólica.

Devido ao controle inercial responder à taxa de variação de frequência, sua contribuição é significativa nos primeiros momentos após o desbalanço de potência, onde o ROCOF é elevado. Porém, quando a frequência para de cair e começa a ser restabelecida, a taxa de variação de frequência torna-se positiva e a ação do controlador ( $\Delta P_{inercial}$ ) torna-se negativa, iniciando uma fase de recuperação da velocidade do rotor. Neste período, a turbina fornece uma potência menor do que a potência fornecida no instante anterior ao distúrbio até que a velocidade do rotor retorne ao valor inicial.

Já o controle de velocidade por inclinação geralmente requer que a turbina eólica opere abaixo do ponto de máxima potência, de forma a preservar uma margem de potência disponível na massa de ar. Essa margem de potência é utilizada de acordo com o desvio de frequência em relação à nominal, se a frequência ultrapassar uma faixa onde o controle não atua (em inglês, *deadband*). Este controle geralmente tem resposta mais lenta, porém é capaz de contribuir para a regulação de frequência em regime permanente, utilizando a margem de potência para aumentar a geração por um longo período de tempo (WANG et al., 2013).

A energia disponível para a regulação de frequência pelo controle inercial depende da quantidade de energia cinética armazenada no rotor da unidade eólica,



que é função da velocidade da turbina, do momento de inércia, e dos limites de velocidade aceitáveis (MARGARIS et al., 2012). A variação da energia cinética da turbina eólica pode ser escrita como

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} J (\omega_{t,2}^2 - \omega_{t,1}^2), \quad (8)$$

onde  $J$  é o momento de inércia do rotor,  $\omega_{t,1}$  é a velocidade inicial e  $\omega_{t,2}$  é a velocidade final (DRANKA, 2014). Baseando-se na equação da variação da energia cinética, pode-se escrever a máxima energia cinética disponível na unidade eólica para o controle suplementar de frequência da seguinte forma:

$$\Delta E_{inercial} = \frac{1}{2} J (\omega_{t,1}^2 - \omega_{t,min}^2), \quad (9)$$

onde  $\omega_{t,1}$  é a velocidade da turbina eólica no ponto de operação pré-distúrbio e  $\omega_{t,min}$  é o limite inferior de velocidade da turbina. Essa variação de energia corresponde à energia cinética extraída da turbina durante a desaceleração. Essa energia cinética utilizada é geralmente restabelecida após a contribuição da unidade eólica para o controle de frequência, de forma a levar a turbina ao mesmo ponto de operação em que se encontrava antes do distúrbio ou a outro ponto com velocidade superior à velocidade mínima.

Tanto a atuação do controlador do tipo inercial quanto a atuação do controlador do tipo *droop*, resulta na aceleração ou desaceleração da turbina eólica. Considerando a unidade eólica operando com potência abaixo da máxima potência disponível e velocidade inferior à velocidade do PMP, a turbina eólica precisa receber energia cinética para atingir um ponto de operação de maior velocidade e maior potência. A aceleração da turbina requer que a potência elétrica extraída do gerador da unidade eólica seja reduzida, permitindo que a unidade eólica acelere e atinja a velocidade do novo ponto de operação, onde a potência mecânica e a potência elétrica da unidade eólica devem se equilibrar em um valor maior que o inicial.

A Figura 10 ilustra qualitativamente o comportamento da potência mecânica da turbina, velocidade da turbina e potência elétrica entregue pela unidade eólica durante as atuações do controle inercial e do controle do tipo *droop*. Na Figura 10.a

é possível ver o pico de potência elétrica fornecida pelo controle inercial nos primeiros instantes, seguido de uma queda de velocidade e posterior estágio de recuperação de velocidade da turbina. Essa forma de controle colabora para a redução do afundamento de frequência do sistema, mas não proporciona aumento da potência fornecida em regime permanente. Na Figura 10.b apresenta-se o comportamento de algumas grandezas da unidade eólica durante a atuação genérica de um controle do tipo *droop*. Neste caso, a contribuição para o controle de frequência se dá pelo aumento da potência fornecida. No entanto, este aumento é temporário, estando representado na Figura 10.b um período em que somente o controle primário de frequência do sistema teve atuação. Quando o controle secundário atua, o erro de frequência é eliminado e a potência da unidade eólica volta para o valor inicial.

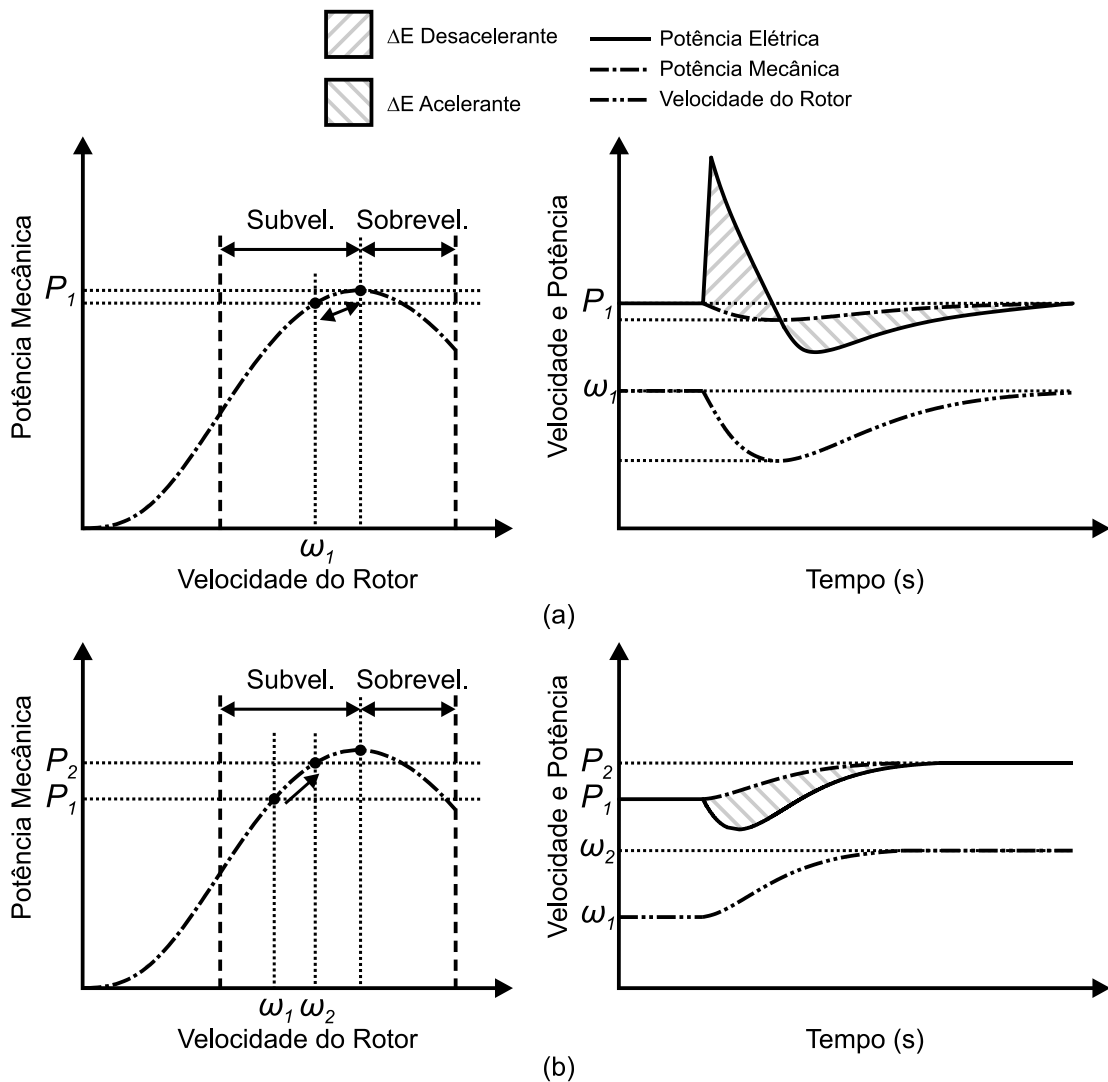


Figura 10 - Resposta do controle auxiliar de frequência: (a) controle inercial; (b) controle *droop*.

A análise do controle inercial de frequência apresentada na Figura 10 foi realizada considerando a operação da unidade eólica na região de subvelocidade, onde a redução na velocidade implica na redução da potência mecânica disponível no eixo da turbina. Porém, a região de sobrevelocidade possui um maior potencial para contribuir com o controle de frequência, devido ao fato de que a redução de velocidade da turbina, além de liberar energia cinética, implica no aumento da potência mecânica fornecida pela turbina. Na operação em sobrevelocidade, a unidade eólica é capaz de fornecer energia cinética e aumentar a potência disponível simultaneamente, sem a necessidade de repor a energia cinética fornecida. A Figura 11 ajuda a compreender essa operação, capaz de contribuir com a regulação de frequência de forma mais efetiva, tanto em condições transitórias quanto em condições de regime permanente. Isso ocorre pelo aumento na potência fornecida já nos instantes iniciais, onde ocorre o aproveitamento da energia cinética da turbina eólica, bem como pela manutenção em regime permanente de uma potência maior que a inicial. A estratégia exposta reúne assim as características interessantes do controle inercial e do controle *droop*.

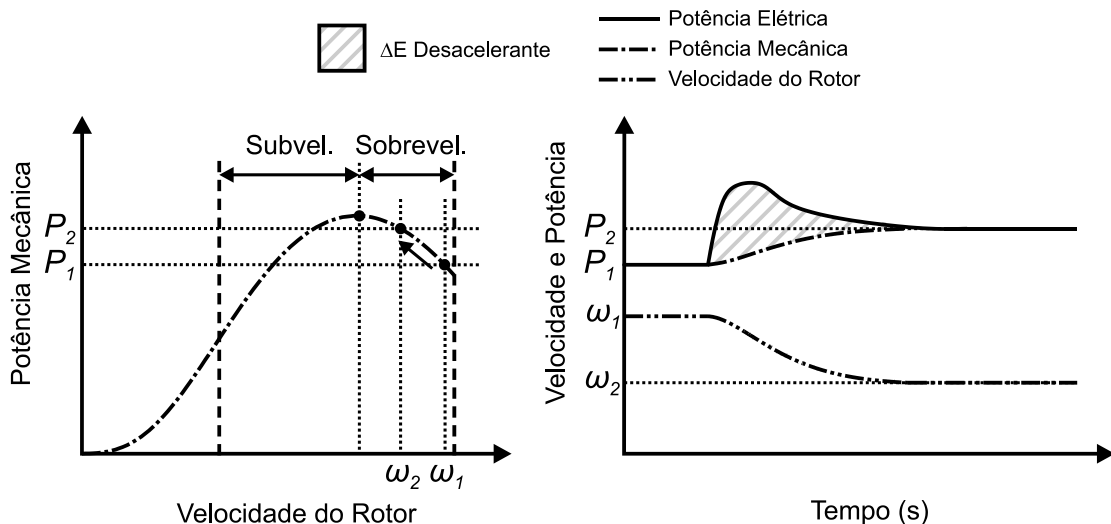


Figura 11 - Resposta do controle auxiliar de frequência na região de sobrevelocidade.

Neste trabalho, a resposta inercial de unidades eólicas operando na região de sobrevelocidade é explorada para contribuir com a regulação de frequência em sistemas elétricos. O controle proposto é utilizado durante operações de restabelecimento de microrredes, onde variações significativas de carga podem ocorrer.

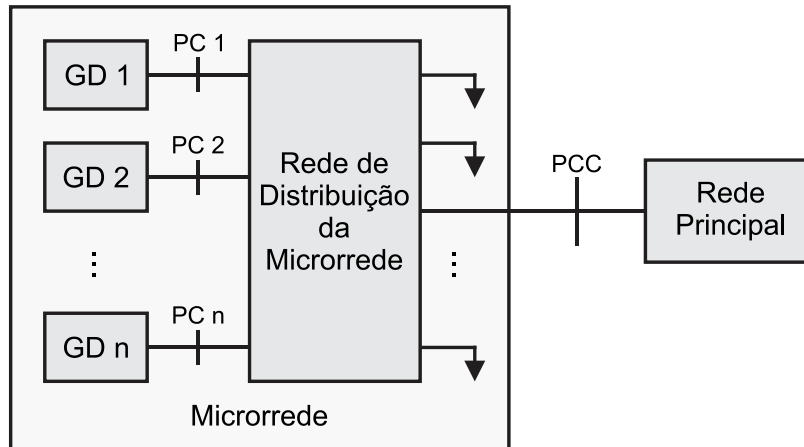
### 3 FUNDAMENTOS DE MICRORREDES

Neste capítulo são apresentados conceitos relativos às microrredes, suas características construtivas, operacionais e de controle. Também são abordadas características de sistemas híbridos eólico-diesel, uma topologia de microrrede que tem ganhado espaço e sobre a qual é fundamentado este trabalho.

A ideia de microrredes não é nova, porém, como novas tecnologias estão surgindo para geração de energia a partir de fontes renováveis, uma nova indústria está em desenvolvimento para promover estas tecnologias e organizá-las em microrredes de forma a extrair os máximos benefícios técnicos, econômicos e ambientais (HATZIARGYRIOU, 2014). Uma microrrede, por definição introduzida pela primeira vez por Lasseter (2001), é um conjunto de geradores de pequeno porte, cargas e outros possíveis dispositivos que se comportam como uma entidade única e controlável, capaz de responder a sinais de controle centralizados, do ponto de vista da rede. Para o consumidor, a microrrede se apresenta como um sistema autônomo, funcionando de forma a satisfazer as demandas e requisitos próprios.

Pequenas redes autônomas têm existido há muitas décadas em comunidades remotas onde a conexão com o sistema de potência principal não é factível. Nestas redes, devido aos custos e flexibilidade, unidades de geração que utilizam combustíveis fósseis eram a escolha mais comum para o suprimento de energia elétrica. Contudo, com o avanço tecnológico e o aumento da atratividade econômica das unidades de geração baseadas em fontes energéticas renováveis, a integração destas fontes aos sistemas autônomos é uma forte tendência nas microrredes (OLIVARES et al., 2014).

Em geral, uma microrrede pode apresentar configurações arbitrárias, o que é ilustrado pela Figura 12, que mostra um diagrama esquemático de uma microrrede com múltiplas unidades de geração distribuída (UGDs, em inglês, *Distributed Energy Resources* - DERs). A microrrede geralmente possui um ponto de conexão comum (PCC, do inglês, *Point of Common Coupling*) com a rede principal, e cada gerador distribuído (GD, em inglês, *Distributed Generator* - DG) é conectado com a rede de distribuição da microrrede por um ponto de conexão (PC).



**Figura 12 - Diagrama esquemático de uma microrrede com múltiplos geradores distribuídos.**  
Fonte: Adaptado de Olivares (2014).

Dependendo do tipo e do nível de inserção das UGDs, das características das cargas e das restrições de qualidade de energia, os requisitos de controle e as estratégias operacionais de uma microrrede podem ser significativamente, e até conceitualmente, diferentes dos requisitos e estratégias utilizados em sistemas de potência convencionais. As principais razões para essa possível diferença, de acordo com Katiraei e Iravani (2008), são:

- As características dinâmicas e de regime permanente de UGDs, particularmente unidades acopladas eletronicamente por conversores, são diferentes das características de unidades de geração convencionais de grande porte;
- Uma microrrede está naturalmente sujeita a significativos graus de desbalanço de carga, pela presença de cargas e UGDs monofásicas;
- Uma parcela notável da geração em uma microrrede pode ser proveniente de fontes intermitentes, tais como as unidades eólicas de geração;
- Unidades de armazenamento de energia de curto e longo prazo podem ter um papel fundamental na operação e controle da microrrede;
- Fatores econômicos impõem que a microrrede deve rapidamente acomodar conexão e desconexão de UGDs e cargas mantendo sua operação;
- Uma microrrede pode ser requerida a atender níveis específicos de qualidade de energia e serviços preferenciais para algumas cargas.

Na sequência do capítulo são abordadas questões referentes aos modos de operação de microrredes e como pode ser feito o controle de frequência, considerando a operação conjunta de geradores convencionais e unidades eólicas.

### 3.1 OPERAÇÃO E CONTROLE DE MICRORREDES

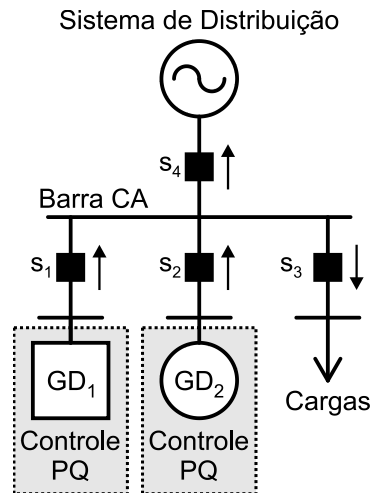
Uma microrrede é capaz de operar no modo conectado à rede principal e no modo ilhado, suportando as transições entre os dois modos. No modo conectado, o desbalanço entre geração e carga é suprido pela rede, podendo haver um fluxo de potência bidirecional no PCC. Neste modo de operação, a microrrede também pode ser capaz de prestar serviços ancilares para a rede principal. Já no modo ilhado, as potências ativa e reativa geradas devem estar em balanço com a demanda de potência das cargas locais (OLIVARES et al., 2014).

#### 3.1.1 Operação Conectada à Rede

Em microrredes operando no modo conectado à rede as unidades de geração geralmente operam controlando o despacho de potências ativa e reativa para o sistema (controle  $PQ$ ), incluindo as unidades de geração convencionais e as unidades baseadas em fontes renováveis, normalmente conectadas eletronicamente por conversores de energia. A frequência da microrrede é resultado do controle de frequência do sistema principal de grande porte, promovido pelo operador do sistema. Assim, a microrrede não tem compromisso de manter a igualdade entre sua carga e sua geração, pois o desbalanço de potência se traduz em fluxo de potência no ponto de conexão comum, no sentido da rede para a microrrede quando há geração insuficiente para suprir a demanda, e no sentido da microrrede para a rede quando há sobra de potência da geração (OLIVARES et al., 2014).

A Figura 13 apresenta um diagrama ilustrativo de uma microrrede operando conectada à rede principal, onde a microrrede é composta por geradores distribuídos conectados através de conversores estáticos de energia, representados por  $GD_1$ , e geradores distribuídos baseados em geradores síncronos convencionais,

representados por  $GD_2$ . Neste modo de operação, todas as chaves ( $s_1$  a  $s_4$ ) encontram-se fechadas e ambas as unidades de geração controlam o despacho de potências ativa e reativa para a microrrede.



**Figura 13 - Diagrama ilustrativo de uma microrrede genérica operando no modo conectado à rede.**

As potências ativa e reativa que fluem na conexão com a rede são determinadas por

$$P_{rede} = P_{GD1} + P_{GD2} - P_{cargas} \quad (10)$$

e

$$Q_{rede} = Q_{GD1} + Q_{GD2} - Q_{cargas}, \quad (11)$$

respectivamente, onde  $P_{GD1}$  é a potência ativa gerada por  $GD_1$ ,  $P_{GD2}$  é a potência ativa gerada por  $GD_2$ ,  $P_{cargas}$  é a potência ativa consumida pelas cargas,  $Q_{GD1}$  é a potência reativa fornecida por  $GD_1$ ,  $Q_{GD2}$  é a potência reativa fornecida por  $GD_2$ ,  $Q_{cargas}$  é a potência reativa absorvida pelas cargas. As potências  $P_{rede}$  e  $Q_{rede}$  são positivas quando fluem da microrrede para o sistema de distribuição.

### 3.1.2 Operação Ilhada

Diferentemente de quando há conexão com a rede, a operação no modo ilhado requer que seja feito o controle local da frequência e da tensão da microrrede. O fundamental neste caso é que as potências ativa e reativa geradas na microrrede se mantenham em balanço com a demanda das cargas (OLIVARES et al., 2014). Sendo assim, as equações que descrevem os balanços de potências ativa e reativa da microrrede são dadas por

$$P_{GD1} + P_{GD2} = P_{carga} \tag{12}$$

e

$$Q_{GD1} + Q_{GD2} = Q_{carga} \tag{13}$$

respectivamente.

O controle de microrredes no modo ilhado é significativamente mais difícil do que no modo conectado à rede, pois requer a implementação de mecanismos precisos de compartilhamento de carga para suportar desbalanços súbitos de potência ativa (OLIVARES et al., 2014). A Figura 14 apresenta um diagrama ilustrativo de microrredes genéricas operando no modo ilhado, em que a chave  $s_4$  permanece aberta. Na figura em questão são retratadas duas estratégias que podem ser utilizadas para o controle de frequência e tensão da microrrede, o controle multi-mestre e o controle mestre-escravo.

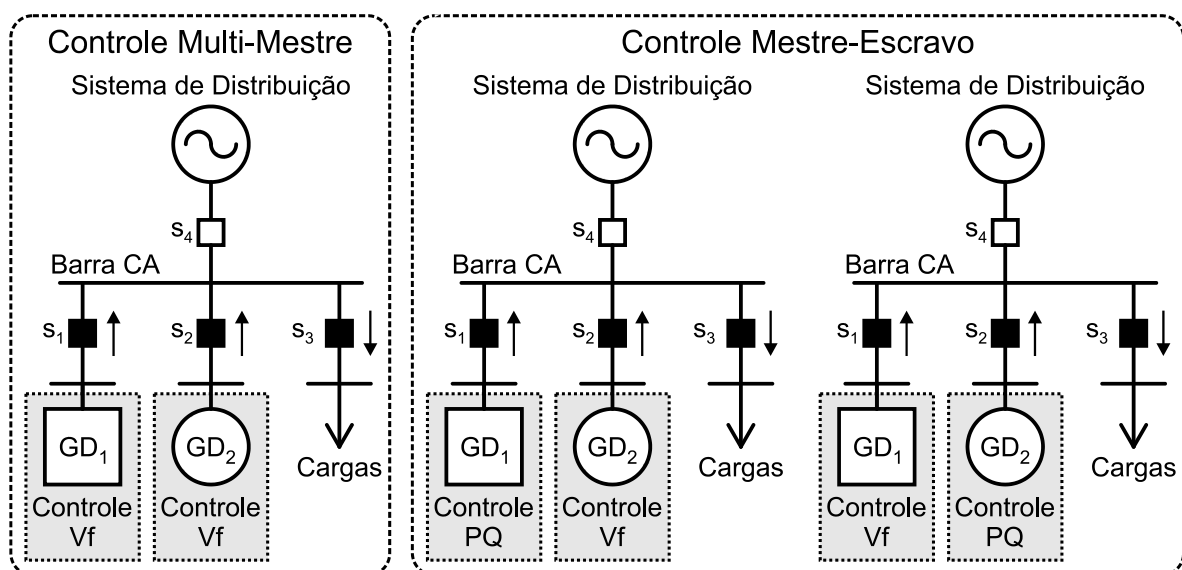


Figura 14 - Diagrama Ilustrativo de microrredes genéricas operando no modo ilhado.



### 3.1.2.1 Controle multi-mestre

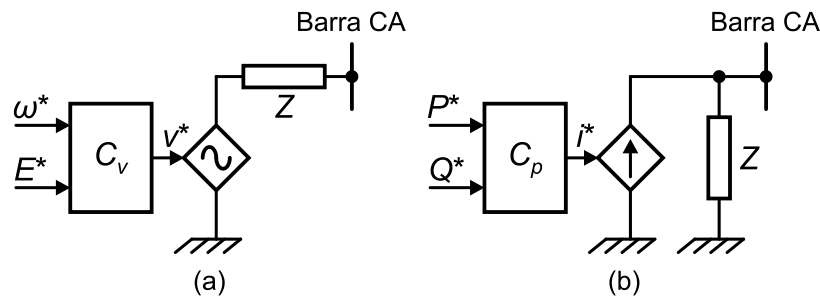
Como é possível ver na Figura 14, a estratégia de controle multi-mestre é caracterizada pela operação de mais de uma unidade de geração distribuída no modo de controle de tensão e frequência (modo  $Vf$ ), podendo haver ou não geradores distribuídos operando em modo  $PQ$  (LOPES, MOREIRA e MADUREIRA, 2006). O controle multi-mestre é normalmente utilizado em microrredes em que não há uma unidade de geração dominante, cuja potência nominal seja significativamente superior às demais.

O compartilhamento de carga entre os geradores distribuídos é feito por uma técnica de controle conhecida como controle por inclinação. Esta técnica baseia-se na variação da referência de frequência em função da variação de potência ativa e variação da referência de tensão em função da potência reativa por meio de controladores ajustados em cada unidade de geração (HATZIARGYRIOU, 2014). Uma desvantagem do controle multi-mestre é a alta influência dos parâmetros de rede no compartilhamento de potência entre as unidades de geração, o que requer a aplicação de técnicas de controle específicas para reduzir essa influência (GUERRERO et al., 2006).

### 3.1.2.2 Controle mestre-escravo

Na estratégia mestre-escravo apenas um gerador distribuído opera em modo de controle de tensão e frequência (modo  $Vf$ ), a unidade mestre, podendo ser tanto uma unidade de geração distribuída baseada em conversor estático ou uma unidade de geração convencional. As demais unidades de geração operam no modo de despacho de potências ativa e reativa (modo  $PQ$ ) (LOPES, MOREIRA e MADUREIRA, 2006). É importante que a unidade de geração que opera como mestre seja dominante, pois ela é responsável por equilibrar os desbalanços de potências ativa e reativa da microrrede. A unidade mestre também é comumente chamada de unidade formadora de rede e sua representação simplificada é uma fonte controlada de tensão em série com uma impedância, conforme ilustrado na Figura 15.a. A unidade escrava é normalmente representada por uma fonte controlada de corrente em paralelo com uma impedância, chamada de unidade

alimentadora de rede, conforme apresentado na Figura 15.b (ROCABERT et al., 2012).



**Figura 15 - Representação das unidades de geração: (a) unidade formadora de rede; (b) unidade alimentadora de rede.**  
**Fonte: Rocabert et al. (2012).**

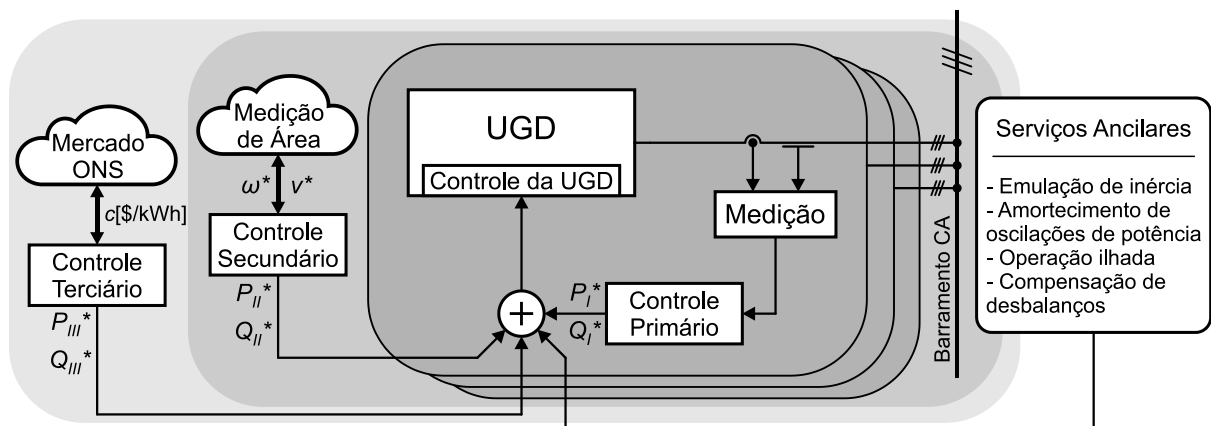
Na estratégia de controle mestre-escravo, o compartilhamento de carga é feito pela determinação de referências de potência ativa e reativa para as unidades escravas, o que é realizado geralmente por uma central de controle da microrrede (MCC, do inglês, *Microgrid Central Controller*) ou por um algoritmo local do tipo MPPT, para máximo aproveitamento da fonte de energia primária (HATZIARGYRIOU, 2014; LUKASIEVICZ, 2016). Uma estrutura de comunicação entre a central de controle da microrrede e as unidades de geração distribuídas é necessária para a operação da microrrede, o que pode representar custos elevados, porém esta estratégia não sofre influência dos parâmetros de rede e um bom compartilhamento de carga é alcançado (HATZIARGYRIOU, 2014; MOHD et al., 2010).

### 3.1.3 Hierarquias de Controle em Microrredes

No contexto da arquitetura de controle de sistemas elétricos de potência, uma abordagem centralizada se baseia em dados enviados para uma central de controle dedicada, onde são feitos os cálculos e determinadas as ações de controle para as unidades de geração. Para tal, uma extensa rede de comunicação é necessária entre a central de controle e as unidades controladas. Já uma abordagem descentralizada é baseada em ações de controle geradas exclusivamente pelos controladores locais das unidades de geração, a partir de medidas locais (OLIVARES et al., 2014).

Na prática, as características dos controles centralizado e descentralizado são mescladas e organizadas em níveis hierárquicos, para que seja possível atingir um alto nível de coordenação entre as unidades de geração e controlabilidade do sistema elétrico. Essa característica de controle permite o uso de sistemas de comunicação de menor porte e mais viáveis, o que mantém um bom nível de autonomia para as unidades de geração. Os níveis hierárquicos são tipicamente classificados em controle primário, secundário e terciário (ROCABERT et al., 2012). Estes níveis de controle diferem em velocidade de resposta e escala de tempo em que atuam, além de requisitos de infraestrutura (OLIVARES et al., 2014).

Em microrredes em que diferentes sistemas de geração baseados em diferentes tecnologias e níveis de potência são interconectados, a hierarquia de controle mencionada pode ser utilizada. Geralmente, o objetivo é minimizar os custos de geração e maximizar a eficiência energética, a confiabilidade do fornecimento de energia e a controlabilidade da geração, trazendo, portanto, benefícios para a microrrede (ROCABERT et al., 2012; OLIVARES et al., 2014). A Figura 16 apresenta um diagrama ilustrativo dos níveis de controle primário, secundário e terciário aplicados em microrredes.



**Figura 16 - Diagrama ilustrativo dos controles primário, secundário e terciário típicos em microrredes.**

Fonte: Adaptado de Rocabert et al. (2012).

O controle primário, também conhecido como controle local, é responsável por regular geralmente as potências ativa e reativa geradas, a partir de medidas locais, tais como frequência, tensão e corrente. Este nível de controle não requer o uso de sistemas de comunicação e possui a maior velocidade de resposta (ROCABERT et al., 2012; OLIVARES et al., 2014). Adicionalmente esse controle é

tipicamente responsável por manter a estabilidade da microrrede após a ocorrência de um ilhamento e responder a desbalanços de carga durante a operação ilhada (BIDRAM e DAVOUDI, 2012; OLIVARES et al., 2014).

O controle secundário, referido também como sistema de gerenciamento de energia (EMS, do inglês, *Energy Management System*), é responsável pela operação confiável, segura e econômica da microrrede, tanto no modo conectado quanto no modo ilhado (OLIVARES et al., 2014). Esta tarefa é particularmente desafiadora em microrredes ilhadas com a presença de fontes de energia altamente intermitentes. Neste caso, a taxa de atualização do comando de despacho das unidades despacháveis deve ser alta o suficiente para acompanhar as rápidas mudanças de carga e de geração das unidades não-despacháveis (OLIVARES et al., 2014). O controle secundário utiliza sistemas de comunicação e monitoramento para coordenar as ações das unidades de geração de uma determinada área, possuindo tempo de resposta na escala de minutos (ROCABERT et al., 2012).

O controle terciário é utilizado para otimizar a geração de energia segundo critérios econômicos, levando em consideração as perdas de transporte de energia e, principalmente, o custo marginal de geração de cada unidade. Além disso, são levados em conta na análise estimativas de variações de carga, previsão da geração, capacidade de armazenamento de energia, movimentações do mercado de energia, entre outros aspectos (ROCABERT et al., 2012). No controle terciário também é realizado o gerenciamento do fluxo de potência entre a microrrede e a rede principal, quando a microrrede opera conectada à rede principal. Isso é feito controlando as referências de potências ativa e reativa de cada gerador distribuído (BIDRAM e DAVOUDI, 2012; ROCABERT et al., 2012). Este é o mais alto nível de controle da hierarquia e responde tipicamente na ordem de vários minutos (OLIVARES et al., 2014).

Como é visto na Figura 16, serviços ancilares extras podem ser utilizados para melhorar o desempenho da rede principal, muitos deles sendo implementados localmente nas unidades de geração (ROCABERT et al., 2012). Alguns serviços que podem ser oferecidos pelas unidades de geração distribuída, segundo a norma IEEE Std 1547.2 (2008), são programação otimizada da geração, suporte de reativos, contribuição para a regulação de frequência (controle inercial), capacidade de restabelecimento, compensação de desbalanços de potência, entre outros. Entre os serviços oferecidos pelas microrredes, a capacidade de operação no modo ilhado é

de interesse especial, aumentando a operabilidade da rede elétrica, enquanto melhora a confiabilidade no suprimento de energia da microrrede em situações de contingências (ROCABERT et al., 2012).

### 3.2 SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO-DIESEL

O uso da energia eólica em conjunto com geradores a diesel em sistemas autônomos normalmente reduz os custos de geração, principalmente pela economia de combustível. Fatores ambientais também colaboram para que a geração eólica se torne atrativa. Os sistemas baseados em geração eólica e geração a diesel são chamados de sistemas híbridos eólico-diesel (WDHS, do inglês, *Wind-Diesel Hybrid System*) (HARUNI et al., 2009).

Os WDHSs são classificados como sistemas de baixa inserção de geração eólica quando a relação entre a energia eólica produzida anualmente e o consumo anual de energia elétrica é menor que 20%, e média inserção quando esta relação fica entre 20% e 50% (SEBASTIÁN e ALZOLA, 2011). A alta inserção é determinada pela capacidade do sistema de poder desligar os geradores a diesel em condições de elevada disponibilidade de vento (SEBASTIÁN e ALZOLA, 2011). É importante mencionar também que geradores síncronos baseados em biocombustíveis também são tipicamente utilizados em microrredes, substituindo em muitos casos os geradores a diesel.

A operação de sistemas eólico-diesel com alta inserção de geração eólica pode ser realizada em três modos:

- Somente diesel (DO, do inglês, *Diesel Only*);
- Vento e diesel (WD, do inglês, *Wind Diesel*);
- Somente vento (WO, do inglês, *Wind Only*).

No modo DO, somente os geradores a diesel operam para suprir a demanda de potência, enquanto a unidade eólica não produz energia, devido à condição de baixos ventos. No modo WD, a potência fornecida pela unidade eólica é inferior à demanda e o gerador diesel é requerido para realizar o balanço de potência entre carga e geração. Já no modo WO, a unidade eólica supre toda a demanda requerida pela carga, em uma condição de vento favorável. Em ambos os

modos, uma estratégia de controle confiável é necessária para regular tensão e frequência. Especificamente no modo WD, um apropriado controle da divisão de carga entre a geração diesel e a eólica é vital para a operação do sistema (HARUNI et al., 2009).

O modo de operação abordado no escopo deste trabalho é o WD, não contemplando a transição entre os modos de operação e a operação nos modos DO e WO. Isso se justifica pela necessidade de haver disponibilidade de geração de ambas as unidades para que o restabelecimento da microrrede seja realizado com sucesso, o que será discutido mais adiante.

### 3.2.1 Controle de Tensão e Frequência

A estratégia de controle do tipo mestre-escravo será utilizada para a operação da microrrede híbrida, pois um dos objetivos é avaliar o desempenho do sistema operando com o gerador diesel em modo  $V_f$  e a unidade eólica em modo  $PQ$  em comparação com o sistema operando com a unidade eólica em modo  $V_f$  e o gerador diesel em modo  $PQ$ . Neste contexto, algumas características distintas de operação se destacam entre as duas abordagens, conforme discussão apresentada na sequência dessa subseção.

Caso 1: com o gerador diesel no modo  $V_f$ , a frequência do sistema varia na ocorrência de desbalanços de carga, o que é característica de operação de unidades de geração convencionais baseadas em geradores síncronos. A dinâmica da regulação de frequência possui característica eletromecânica, podendo levar de segundos a minutos para entrar em regime permanente. No contexto da regulação de frequência, códigos de rede que determinam os limites de frequência em sistemas elétricos variam de acordo com cada país. Internacionalmente, a norma IEEE Std 1547 (2003) recomenda valores para os limites máximos e mínimos e a duração das variações de frequência para que a geração distribuída se mantenha conectada aos sistemas elétricos. A regulação de tensão feita pelo sistema de excitação do gerador diesel possui uma dinâmica eletromagnética, portanto, mais rápida que a regulação de frequência, e seu tempo de acomodação fica entre milissegundos e segundos. Na unidade eólica operando em modo  $PQ$ , a tensão no

barramento CC, que é uma variável importante para o funcionamento do conjunto, não sofre variações significativas, pois é mantida regulada pelo inversor, que apresenta uma ação de controle rápida.

Caso 2: com a unidade eólica operando no modo  $Vf$ , a frequência do sistema permanece aproximadamente constante mediante variações de carga, pois está vinculada com a operação das malhas de controle do inversor, que apresentam uma resposta bastante rápida. A tensão no barramento CA da microrrede também é mantida regulada pelas malhas de controle do inversor, onde as variações são rapidamente suprimidas, em uma escala de tempo de milisegundos (LUKASIEWICZ, OLIVEIRA e DRANKA, 2015). A tensão no barramento CC da unidade eólica, no entanto, sofre variações significativas, pois a energia necessária para equilibrar os desbalanços de potência é retirada do barramento CC. Os limites de variação da tensão do barramento CC aceitáveis para a operação de uma unidade eólica são estabelecidos por cada fabricante. Eles relacionando-se com os níveis de tensão do gerador síncrono empregado e da conexão com a rede, além da técnica de modulação empregada nos conversores (ZHOU e WANG, 2002).

A regulação de tensão e frequência de um sistema está condicionada à capacidade de fornecimento de potências ativa e reativa demandadas pela carga. Se esta condição não for satisfeita o sistema perde a estabilidade. No caso de microrredes com alta inserção de geração eólica, que é o foco desse trabalho, onde o gerador diesel opera no modo  $Vf$ , se a unidade eólica não contribuir para a regulação de frequência e tensão, provavelmente ocorrerão situações em que os desbalanços de potências ativa e reativa sofridos pelo sistema serão maiores que o máximo suportável pelo gerador diesel. De forma análoga, se a unidade eólica é responsável pelo controle  $Vf$ , é necessário que o gerador diesel contribua para o equilíbrio de potências do sistema para que a tensão do barramento CC da unidade eólica não atinja seus limites e provoque o desligamento do sistema. Em ambos os casos, uma estratégia empregando malhas de controle suplementares precisa ser adotada para que os problemas mencionados sejam contornados.

## 4 RESTABELECIMENTO DE SISTEMAS HÍBRIDOS

Durante a operação de microrredes, tanto no modo ilhado como no modo conectado, podem existir fatores que provoquem o desligamento total da microrrede. Após um desligamento, é necessário que seja realizado o restabelecimento da microrrede, para que o suprimento de energia elétrica seja retomado de forma breve. O restabelecimento da microrrede de forma autônoma traz melhorias no quesito confiabilidade e permite que as cargas sejam atendidas mesmo que a rede principal continue sem energia (CAI, XU e MITRA, 2011).

Em sistemas de potência, o restabelecimento após um desligamento completo (em inglês, *blackout*) é comumente formulado como um problema multiobjetivo e de tomadas de decisão dinâmicas (CHOU et al., 2013). No geral, é um processo complicado que envolve tarefas sendo executadas manualmente de acordo com procedimentos predefinidos, precisando ser completados de maneira rápida, em tempo real e sob condições extremas. Em uma microrrede, o procedimento completo de restabelecimento é muito mais simples, devido ao reduzido número de variáveis controladas (cargas, chaves e unidade de geração). Porém, a maioria das fontes de geração conectadas por conversores de energia não são apropriadas para realizar a energização da microrrede, pelas características das fontes de energia primárias e incapacidade de iniciar a geração sem a rede estar energizada (LOPES, MOREIRA e RESENDE, 2005).

A presença de geradores síncronos convencionais ou unidades com interface eletrônica capazes de emular a operação de geradores síncronos têm um papel chave no processo de restabelecimento. As especificidades da microrrede, as características de controle das interfaces de eletrônica de potência e suas limitações térmicas conduzem a uma sequência de operações bem específica para restabelecer a microrrede (LOPES, MOREIRA e RESENDE, 2005). No contexto apresentado, a presente seção aborda pontos relevantes no estudo do restabelecimento de microrredes, com foco para sistemas híbridos eólico-diesel.



#### 4.1 FATORES RESPONSÁVEIS POR DESLIGAMENTOS DO SISTEMA

Em sistemas elétricos de potência de grande porte, as causas que levam a um desligamento completo ou parcial estão normalmente relacionadas à atuação da proteção de linhas de transmissão ou barras importantes do sistema, em situações de elevado carregamento, provocando sobrecarga de outros elementos e atuação das proteções em um efeito cascata. Nestes casos, grandes desbalanços entre carga e geração são provocados, resultando em eventos de sub ou sobrefrequência em que o sistema de controle não é capaz de mitigar, causando assim o colapso total ou parcial do sistema elétrico.

Em microrredes, alguns fatores podem ser listados como possíveis causadores de desligamentos:

- Falha na transição do modo de operação conectado à rede para o modo ilhado;
- Perda de unidades de geração;
- Geração insuficiente para suprir a demanda de carga em algum momento;
- Desempenho inadequado das malhas de controle e consequente instabilidade.

Independentemente do fator que ocasionou o desligamento da microrrede, o restabelecimento é um processo necessário para a retomada da operação e precisa ser realizado da forma mais rápida e segura possível.

#### 4.2 UNIDADE DE GERAÇÃO RESPONSÁVEL PELO INÍCIO DO RESTABELECIMENTO

Na ausência de energia da rede principal, as fontes de energia locais deixam de ter as referências de tensão e frequência controladas pelo SEP (THALE e AGARWAL, 2011). Por este motivo, uma das unidades de geração da microrrede precisa ser responsável por iniciar o restabelecimento, controlando a tensão e a

frequência da microrrede, para que sirvam de referência às outras unidades. Para executar tal tarefa, a unidade geradora tem que estar apta a realizar a auto-partida (em inglês, *self-start*), ou seja, iniciar a geração sem nenhum recurso advindo da conexão com a microrrede, apenas com seu próprio aparato.

Os geradores síncronos movidos a diesel têm capacidade de auto-partida, pois o motor a diesel possui um sistema de partida composto por uma bateria e um motor de arranque CC, que proporcionam o início do movimento e da combustão. Além disso, são capazes de suportar a aplicação de carga nominal em um único degrau (CUMMINS POWER GENERATION, 2013). Devido a essas duas características, os geradores a diesel são uma boa alternativa para iniciar o processo de restabelecimento em microrredes.

### 4.3 PROCESSO DE RESTABELECIMENTO

Conforme abordado anteriormente, o processo de restabelecimento está vinculado às características da microrrede, onde o tipo de geração, a arquitetura da rede de distribuição e os tipos de cargas a serem energizadas têm grande influência nesse processo. Algumas características comuns de microrredes são listadas a seguir:

- Cargas nas barras de geração;
- Mais de um tipo de fonte de energia;
- Um ponto de conexão comum único com a rede principal;
- Fontes conectadas via conversores;
- Geralmente um gerador a diesel ou gás diretamente conectado;
- Cargas controláveis e não controláveis;
- Rede elétrica radial;
- Presença de dispositivos de armazenamento de energia;
- Baixa tensão:  $V_L < 1 \text{ kV}$  ;

Os principais problemas a se lidar durante o processo de restabelecimento incluem a energização da rede de baixa tensão, conexão das unidades de geração distribuídas e o controle de tensão e frequência (LOPES,

MOREIRA e RESENDE, 2005). De maneira geral, baseando-se em Lopes, Moreira e Resende (2005), podem ser elencadas algumas etapas chave para o restabelecimento de uma microrrede:

1. *Self-start* da unidade de geração responsável pelo controle de tensão e frequência da microrrede;
2. Energização da barra de geração;
3. Partida e sincronismo dos demais geradores;
4. Energização do barramento de baixa tensão da microrrede.

A energização do barramento de baixa tensão da microrrede é uma das etapas mais críticas de todo o processo, pois todas as cargas que estiverem diretamente conectadas ao barramento serão acionadas simultaneamente, provocando um degrau de potência de grande magnitude. Em decorrência disso, uma estratégia operacional e de controle adequada deve ser adotada para que as unidades de geração possam suportar a grande demanda instantânea, mantendo os requisitos de qualidade de energia e a estabilidade da operação.

No sistema híbrido abordado neste trabalho, o degrau de carga inicial decorrente do *black start* precisa ser dividido entre a unidade eólica e o gerador diesel, pois em razão da alta inserção da geração eólica, o gerador diesel não tem capacidade suficiente para suportar um bloco de carga maior que sua potência nominal. Neste sentido se faz importante a atuação das malhas de controle suplementares da unidade eólica, de forma que a mesma colabore com a regulação de frequência e o restabelecimento possa ser realizado com sucesso.

#### 4.4 FATORES QUE AFETAM O RESTABELECIMENTO

Nesta seção abordam-se aspectos a respeito da corrente de inrush em transformadores, assunto que traz preocupação durante etapas de energização em sistemas elétricos, devido aos elevados níveis de corrente elétrica que podem ser atingidos.

#### 4.4.1 Corrente de *Inrush* em Transformadores

Os transformadores são elementos comumente empregados em microrredes, para adequar os níveis de tensão entre as unidades de geração distribuídas, as cargas e a rede de distribuição da concessionária. Em estudos de sistemas de potência, como o cálculo do fluxo de potência, os transformadores são tipicamente modelados por uma reatância em série com o circuito (GRAINGER e STEVENSON, 1994). Já em estudos de dinâmica e controle que levam em consideração a operação de dispositivos de manobra e a consequente energização ou desenergização de transformadores, a reatância em série não é suficiente para representar o fenômeno conhecido como corrente de *inrush*. As correntes de *inrush* fazem parte do transitório eletromagnético decorrente da energização de transformadores e se relacionam, principalmente, com o fluxo residual existente antes da energização e com a formação do fluxo magnético após a energização (NAGPAL et al., 2006). Outros fatores influenciam a magnitude das correntes de *inrush*, como condições de carga, parâmetros de rede e o ponto de joelho (do inglês, *knee point*) da curva de magnetização dos transformadores (curva B-H) (CHEN et al., 2014), atingido tipicamente quando o fluxo assume valores superiores a 1 p.u. (NAGPAL et al., 2006).

A Figura 17.a mostra a formação da corrente de *inrush* em transformadores. Antes da desenergização a corrente de magnetização, a densidade de fluxo magnético e a tensão de alimentação formam as curvas  $I_1$ ,  $B_1$  e  $V_1$ , respectivamente. Quando o transformador é desenergizado, a corrente de magnetização segue o laço de histerese até zero, já a densidade de fluxo magnético segue para um valor residual  $+B_r$ , mantendo-se nestes valores e formando as retas  $I_2$  e  $B_2$ . As linhas tracejadas indicam a trajetória das variáveis caso o transformador fosse mantido energizado. Para ilustrar o valor máximo possível da corrente de *inrush*, a reenergização é feita quando a densidade de fluxo magnético deveria estar em seu valor máximo negativo ( $-B_{m\acute{a}x}$  na linha tracejada), ou seja, quando a forma de onda da tensão passa por zero. Desde que o fluxo não varia instantaneamente, a onda de fluxo parte do valor residual  $+B_r$  e segue na curva  $B_3$ , ao invés de partir de  $-B_{m\acute{a}x}$  e crescer seguindo a curva tracejada. O valor máximo da curva  $B_3$  é

$B_r + 2B_{m\acute{a}x}$ , sendo atingido após decorrido 1/2 ciclo da frequência fundamental. Considerando que o transformador seja projetado para uma densidade de fluxo  $B_{m\acute{a}x}$ , a crista de  $B_3$  provocará uma saturação extrema do circuito magnético e a corrente de magnetização necessária para produzir a densidade de fluxo atingida será muito elevada (SOUZA, 2007; NAGPAL et al., 2006).

De modo geral, as correntes de *inrush* são elevadas e de intensidade diferente nas três fases (SOUZA, 2007), podendo provocar danos nos componentes do sistema e atuação de proteções, porém são de curta duração, normalmente poucos ciclos da frequência fundamental. A corrente de *inrush* geralmente se normaliza em até 6 ciclos da frequência fundamental, ou seja, possui duração de até 100ms, como ilustra a Figura 17.b (SOUZA, 2007).

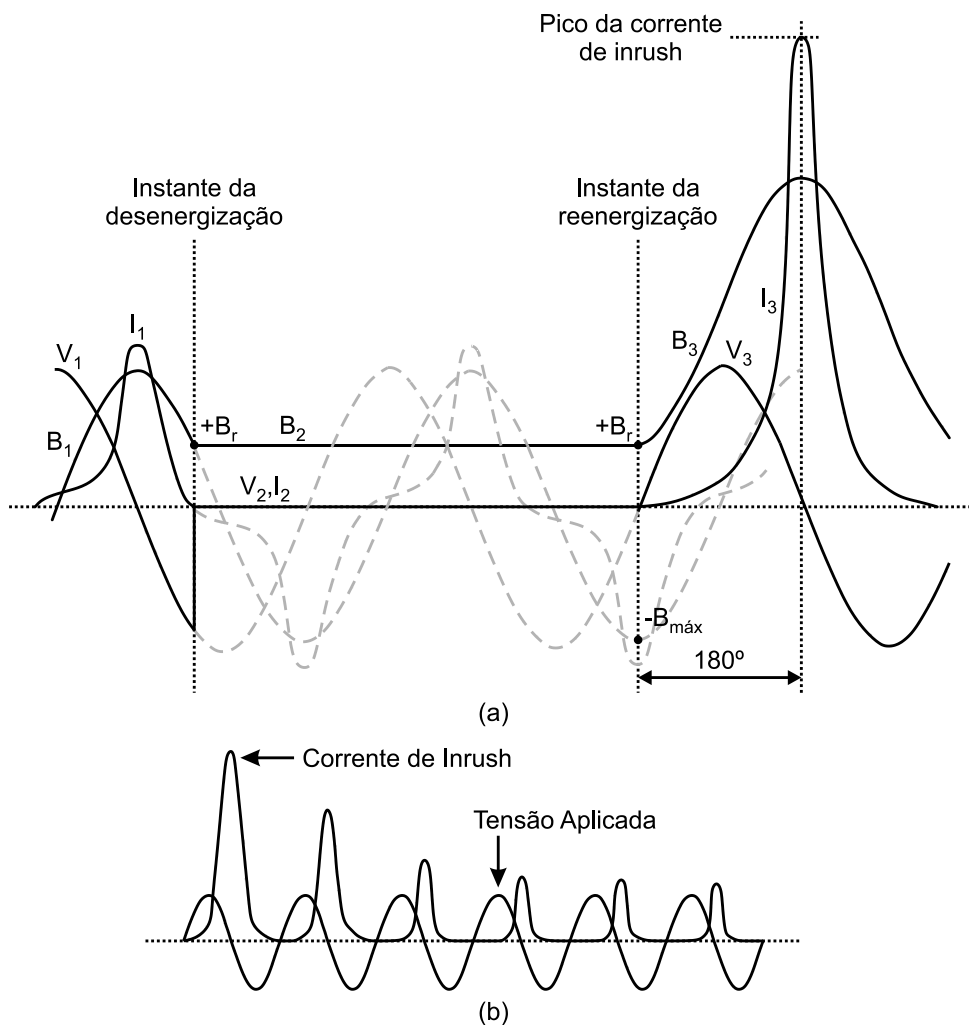


Figura 17 - Corrente de *inrush*: (a) formação; (b) decaimento.  
Fonte: Adaptado de Souza (2007).

Um método simplificado apresentado por Nagpal *et al.* (2006) pode ser utilizado para obter uma indicação da máxima corrente de *inrush* esperada a partir de dados normalmente disponíveis. A corrente de *inrush* máxima em p.u. é determinada por

$$I_{inrush,máx} = \frac{1}{X_r + X_p + X_{c,mín}}, \quad (14)$$

onde  $X_r$  é a reatância da linha que alimenta o transformador,  $X_p$  é a reatância do enrolamento primário e  $X_{c,mín}$  é a reatância de magnetização do transformador, que varia de forma não linear de acordo com a característica de magnetização do núcleo do transformador. Apesar de  $X_{c,mín}$  poder ser estimada a partir do ensaio de circuito aberto e da característica de histerese do núcleo, esta não é uma informação normalmente disponível na placa de dados do transformador. Uma aproximação é feita assumindo que  $X_{c,mín}$  pode ser tipicamente duas vezes a impedância de curto circuito, ou seja,  $X_{c,mín}$  pode ser assumida como  $2(X_p + X_s)$  e a corrente de *inrush* como

$$I_{inrush,máx} = \frac{1}{X_r + X_p + 2(X_p + X_s)}, \quad (15)$$

onde  $X_s$  é a reatância do enrolamento secundário. Como as reatâncias individuais dos enrolamentos primário e secundário não estão disponíveis, e  $X_T$  é a soma das duas reatâncias, dado disponível na placa do transformador, é mais prático assumir que são iguais, i.e.,  $X_p$  ou  $X_s$  são iguais a  $X_T / 2$ . Assim, a máxima corrente de *inrush* esperada é estimada como

$$I_{inrush,máx} = \frac{1}{X_r + 2,5X_T}. \quad (16)$$

De forma a quantificar a corrente de *inrush* máxima, considera-se que a impedância percentual de transformadores até 2500 kVA possuem impedância percentual entre 5 e 7%, de acordo com a norma IEEE *Standard* C57.12.40 (2011). Assumindo que a reatância da rede seja de 0,05 p.u., a corrente de *inrush* máxima pode variar de 4,44 a 5,71 p.u., ou seja, de aproximadamente 4 a 6 vezes a corrente

nominal do transformador. Se desconsiderarmos a impedância da linha, a corrente de *inrush* máxima pode atingir até 8 vezes a corrente nominal do transformador. Complementando, em seu trabalho, Souza (2007) faz uma extensa análise de oscilografias registradas em alimentadores de sistemas de distribuição, observando que a média das correntes de *inrush* medidas chega a 2,19 p.u. para religamentos imediatamente após a desenergização dos alimentadores (carga quente) e a 2,32 p.u. para religamentos após um longo período de desenergização (carga fria). Já a máxima corrente observada chegou a 7,95 p.u. e 6 p.u., respectivamente para um conjunto de 241 religamentos de carga quente e 50 religamentos de carga fria. Os dados analisados mostram que estatisticamente os valores observados para as correntes de *inrush* são menores do que os valores esperados.

No estudo do restabelecimento de microrredes as correntes de *inrush* podem ser um problema, uma vez que os transformadores existentes também serão energizados no momento da energização da microrrede. Neste sentido, a unidade de geração distribuída responsável pelo início do processo de restabelecimento sofrerá os efeitos dos transitórios eletromagnéticos, precisando suportar os níveis elevados de corrente de *inrush* drenados.

Caso um gerador síncrono convencional, como um gerador a diesel, seja escolhido para realizar esta tarefa, os danos que podem ser provocados pelas correntes de *inrush* são desprezíveis. Isso é baseado na dinâmica térmica dos enrolamentos e na curva de sobrecarga suportada pelo gerador. Dados do fabricante CUMMINS POWER GENERATION (2011) informam que a proteção dos grupos geradores a diesel não atua antes de transcorridos 0,6 segundos após o distúrbio, para qualquer nível de corrente de sobrecarga. Sendo assim, as correntes de *inrush* não provocarão a atuação da proteção do gerador, pois possuem duração muito inferior a 0,6 segundos, e, conclusivamente, não provocarão o aquecimento excessivo dos enrolamentos do gerador.

Já no caso em que uma unidade de geração conectada através de conversores estáticos de energia, como são as unidades eólicas de velocidade variável baseadas em conversor pleno, cuidados adicionais são requeridos. Os níveis elevados de corrente podem provocar danos aos dispositivos semicondutores dos conversores (HE et al., 2014), causando prejuízos financeiros e retardando o restabelecimento do sistema. Neste sentido, vários trabalhos têm sido publicados visando analisar e minimizar os efeitos da corrente de *inrush* em microrredes: Chen

*et al.* (2014) propõem uma técnica de redução da corrente de *inrush* em transformadores alimentados por inversores, baseada na compensação do fluxo e integrada com uma sequência de energização das fases; Jing, Chen e Wu (2014) investigam os níveis de correntes de *inrush* atingidos durante o restabelecimento de algumas topologias de redes; Lacroix e Mercier (2015) comparam três técnicas de mitigação da corrente de *inrush* em um sistema de distribuição com geração eólica em Québec, no Canadá; He *et al.* (2014) utiliza uma técnica de injeção de corrente CC inversa; Chen, Ko e Cheng (2013) propõe uma técnica de compensação de fluxo para reduzir a corrente de *inrush* durante faltas na rede; Zhou *et al.* (2015) usa uma técnica de controle suplementar do tipo *feed-forward* no controle do inversor para reduzir a corrente de *inrush*.

Entretanto, os inversores podem ser projetados para suportar sobrecargas de curta duração, como é o caso das correntes de *inrush*, cujos valores para as sobrecargas dependem das características de projeto e de cada fabricante. Outra estratégia que pode ser adotada é o sobredimensionamento dos inversores, como é feito no trabalho de Lopes, Moreira e Madureira (2006), de forma a diminuir os impactos das correntes de *inrush* na energização de transformadores.

Contudo, não faz parte dos objetivos deste trabalho avaliar os efeitos das correntes de *inrush* durante o restabelecimento da microrrede e suas dinâmicas serão desprezadas no modelo matemático da microrrede. Isso leva em consideração o que foi apresentado, principalmente no que se refere à capacidade de suportar surtos de corrente de pequena duração por ambas as unidades de geração que participam do processo de restabelecimento.

A capacidade de sobrecarga de ambas as unidades de geração pode ser explorada durante outros tipos de transitórios, como variações de carga ou variações de vento. Estes transitórios possuem maior importância para o estudo proposto e suas dinâmicas são consideradas neste trabalho.



## 5 MODELAGEM DINÂMICA DA MICRORREDE

Os estudos de dinâmica e controle de sistemas elétricos são geralmente realizados a partir de uma modelagem matemática adequada do sistema, capaz de reproduzir de forma satisfatória o comportamento do sistema real. Como exemplos de trabalhos baseados em modelos matemáticos pode-se mencionar Kosari e Hosseinian (2016), Reza e Dastyar (2012) e Yu *et al.* (2016). A modelagem é normalmente baseada em equações diferenciais de primeira ordem e equações algébricas capazes de representar as dinâmicas de interesse do estudo, de onde é possível utilizar métodos computacionais para avaliar e simular o comportamento do sistema nas condições desejadas. Outra utilidade da modelagem matemática se dá no emprego de técnicas analíticas para o projeto de controladores para o sistema.

Neste capítulo é apresentada a modelagem matemática da microrrede estudada, realizada a partir do modelo individual de cada componente do sistema. Para tal modelagem, a representação em espaço de estados é preferencialmente adotada, entretanto, utiliza-se também a representação por funções de transferência para descrever alguns componentes do sistema. Os elementos que operam em corrente alternada são considerados equilibrados e são modelados no sistema de referencial síncrono em coordenadas  $dq$ . Convenciona-se que as variáveis escritas com um traço na parte superior são quantificadas no sistema por unidade (p.u.). A Figura 18 apresenta um diagrama ilustrativo dos componentes que compõem a microrrede.

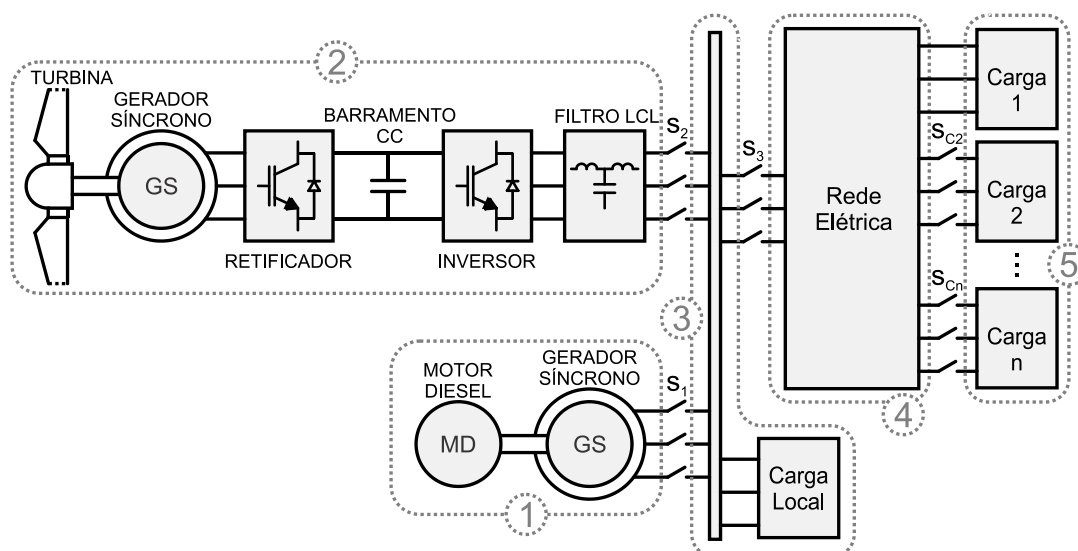


Figura 18 - Topologia da microrrede utilizada no trabalho.

Apesar de ser uma microrrede com topologia específica, o sistema é representativo o suficiente para avaliar a contribuição da geração eólica para o restabelecimento de sistemas de potência e também avaliar a atuação dos controladores propostos.

O capítulo se divide em duas seções. Na primeira seção é apresentada a modelagem dos componentes do sistema na condição em que o gerador diesel é responsável pelo controle de tensão e frequência da microrrede. A segunda seção traz a modelagem do sistema para a condição em que a unidade eólica opera em modo de controle de tensão e frequência, onde serão apresentadas as diferenças em relação ao modelo anterior.

## 5.1 MODELAGEM DO SISTEMA COM O GERADOR DIESEL EM MODO DE CONTROLE DE TENSÃO E FREQUÊNCIA

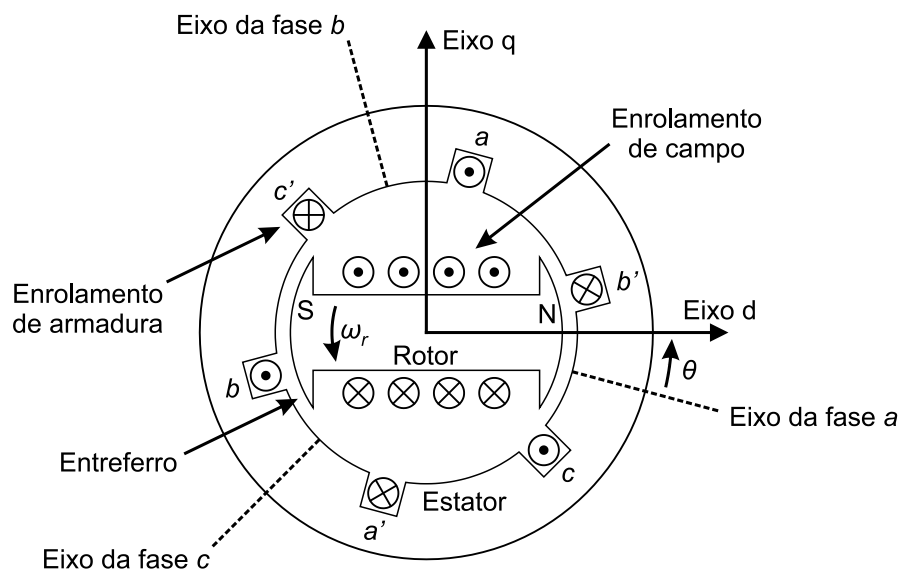
A seguir são apresentados os modelos matemáticos de cada componente do sistema e suas malhas de controle correspondentes. Inicialmente é apresentado o modelo dos geradores síncronos da unidade eólica e da unidade diesel. Na sequência é apresentado o modelo dos conversores estáticos da unidade eólica e também o modelo do filtro LCL. Adiante é descrito o modelo das cargas do sistema e é detalhado o sistema de referencial comum para os componentes. Por fim é apresentada a representação do modelo não linear.

### 5.1.1 Modelos do Gerador Eólico e do Gerador a Diesel

Os geradores síncronos formam a principal fonte de energia elétrica em sistemas elétricos de potência (KUNDUR, 1994). Este tipo de gerador é largamente empregado nas diversas fontes de geração convencionais, sendo utilizado também em alguns tipos de unidades eólicas de geração. Neste trabalho, as duas unidades de geração empregam geradores síncronos, o gerador a diesel e a unidade eólica do tipo FRC. As principais diferenças entre as unidades é o número de polos, elevado na unidade eólica e reduzido no gerador a diesel, e o regime de operação,

em velocidade variável na unidade eólica e em velocidade aproximadamente constante no gerador a diesel.

Um gerador síncrono é composto basicamente pelo estator, estrutura fixa onde encontram-se os enrolamentos trifásicos de armadura, e pelo rotor, estrutura girante na qual é montado o enrolamento de campo (ANAYA-LARA et al., 2009). O enrolamento de campo conduz corrente contínua e produz um campo magnético que gira com o rotor, enquanto os enrolamentos de armadura conduzem correntes alternadas produzidas a partir das tensões induzidas pelo campo girante do rotor em cada fase do estator. A Figura 19 apresenta um diagrama esquemático de um gerador síncrono trifásico de dois polos. Os geradores síncronos podem ser compostos também por enrolamentos amortecedores instalados no rotor, os quais não possuem conexões externas e são responsáveis por amortecer oscilações de velocidade (KUNDUR, 1994). Nos enrolamentos amortecedores circulam correntes apenas durante o período subtransitório seguinte a uma perturbação, não possuindo efeito significativo durante o período transitório (OLIVEIRA, 2006). Por este fato, as dinâmicas associadas aos enrolamentos amortecedores não são modeladas, pois é de interesse do estudo a observação das dinâmicas associadas predominantemente ao período transitório, desprezando as dinâmicas subtransitórias dos elementos do sistema.



**Figura 19 - Diagrama esquemático de um gerador síncrono trifásico de dois polos.**  
 Fonte: Adaptado de Kundur (1994) e Anaya-Lara, Jenkins e Ekanayake (2009).

Krause *et al.* (2013) e Anaya-Lara *et al.* (2009) apresentam a modelagem detalhada do gerador síncrono trifásico em termos das equações de tensão e fluxo

magnético no estator e no rotor. A modelagem é realizada no referencial síncrono em coordenadas  $dq$ , onde os enrolamentos são representados em dois eixos ortogonais, o eixo direto (eixo  $d$ ), alinhado com o enrolamento de campo, e o eixo de quadratura (eixo  $q$ ), definido como adiantado em relação ao eixo  $d$  em  $90^\circ$  (ANAYA-LARA et al., 2009). O enrolamento de campo é então representado no referencial síncrono por um enrolamento no eixo  $d$  e os enrolamentos trifásicos de armadura são representados por um enrolamento no eixo  $d$  e outro no eixo  $q$ . Manipulando algebricamente as equações de tensão e fluxo no rotor e no estator, dadas por Anaya-Lara et al. (2009), é possível escrever o modelo elétrico do gerador síncrono na forma de espaço de estados como

$$\frac{d\bar{i}_d}{dt} = \left( -\bar{R}_a \bar{i}_d + \bar{L}_q \bar{i}_q \bar{\omega}_e + \frac{\bar{L}_{md}}{\omega_b} \frac{d\bar{i}_{fd}}{dt} - \bar{V}_d \right) \frac{\omega_b}{\bar{L}_d}, \quad (17)$$

$$\frac{d\bar{i}_q}{dt} = \left( -\bar{R}_a \bar{i}_q - \bar{L}_d \bar{i}_d \bar{\omega}_e + \bar{L}_{md} \bar{i}_{fd} \bar{\omega}_e - \bar{V}_q \right) \frac{\omega_b}{\bar{L}_q}, \quad (18)$$

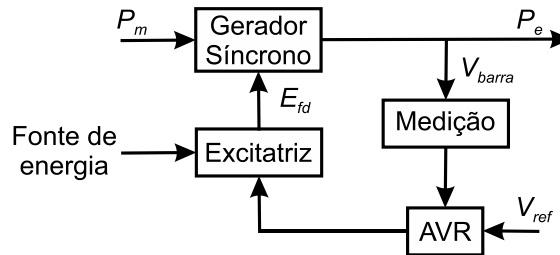
$$\frac{d\bar{i}_{fd}}{dt} = \left( -\bar{R}_{fd} \bar{i}_{fd} + \frac{\bar{L}_{md}}{\omega_b} \frac{d\bar{i}_d}{dt} - \bar{V}_{fd} \right) \frac{\omega_b}{\bar{L}_{fd}}, \quad (19)$$

onde  $\bar{i}_d$  e  $\bar{V}_d$  são a corrente e a tensão de eixo direto, respectivamente,  $\bar{i}_q$  e  $\bar{V}_q$  são a corrente e a tensão de eixo de quadratura, respectivamente,  $\bar{i}_{fd}$  e  $\bar{V}_{fd}$  são a corrente e a tensão do enrolamento de campo, respectivamente,  $\bar{R}_a$  e  $\bar{R}_{fd}$  são as resistências do estator e do rotor, respectivamente,  $\bar{L}_d$  e  $\bar{L}_q$  são as indutâncias de eixo direto e de quadratura, respectivamente,  $\bar{L}_{md}$  é a indutância mútua de eixo direto,  $\bar{L}_{fd}$  é a indutância do enrolamento de campo,  $\bar{\omega}_e$  é a frequência elétrica angular e  $\omega_b$  é a frequência angular de base. Em (19), a tensão do enrolamento de campo pode ser definida como  $\bar{V}_{fd} = \bar{E}_{fd} \bar{R}_{fd} / (\bar{L}_{md} \bar{\omega}_e)$ , onde  $\bar{E}_{fd}$  é a tensão aplicada ao enrolamento de campo pelo sistema de excitação (ANAYA-LARA et al., 2009).

Os principais elementos que compõem o sistema de excitação do gerador síncrono são mostrados na Figura 20. Neste trabalho, o transdutor de medição é considerado ideal e a excitatriz é modelada por um sistema de primeira ordem como

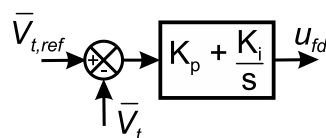
$$\frac{d\bar{E}_{fd}}{dt} = \frac{1}{T_e}(u_{fd} - \bar{E}_{fd}), \quad (20)$$

onde  $T_e$  é a constante de tempo da excitatriz e  $u_{fd}$  é o sinal de controle do regulador automático de tensão (AVR, do inglês, *Automatic Voltage Regulator*).



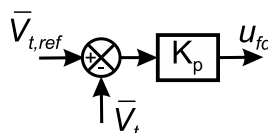
**Figura 20 - Sistema de excitação do gerador síncrono.**  
 Fonte: Adaptado de Oliveira (2006).

No sistema de excitação do gerador síncrono da unidade eólica, o regulador automático de tensão é composto por um controlador do tipo PI atuando a partir do erro do módulo da tensão nos terminais do gerador, com o objetivo de manter a tensão  $\bar{V}_t$  no valor de referência  $\bar{V}_{t,ref}$  em regime permanente. O regulador de tensão do tipo PI contribui com a boa operação do retificador, pois mantém a tensão na entrada do conversor em seu valor nominal em condições de regime permanente. O diagrama de blocos do AVR do gerador síncrono da unidade eólica é mostrado na Figura 21.



**Figura 21 - Regulador de tensão do gerador da unidade eólica.**

Para o sistema de excitação do gerador a diesel um controlador do tipo proporcional é utilizado, regulando a tensão da microrrede próxima de seu valor de referência. Esse tipo de controlador é normalmente empregado no controle de tensão em sistemas elétricos de potência. O diagrama de blocos do AVR do gerador a diesel pode ser visto na Figura 22.



**Figura 22 - Regulador de tensão do gerador a diesel.**

A expressão que determina a tensão terminal do gerador síncrono em regime permanente é dada por (ANAYA-LARA et al., 2009)

$$\bar{V}_t = \bar{V}_d + j\bar{V}_q = \left(-\bar{R}_a\bar{i}_d + \bar{L}_q\bar{i}_q\bar{\omega}_e\right) + j\left(-\bar{R}_a\bar{i}_q - \bar{L}_d\bar{i}_d\bar{\omega}_e + \bar{L}_{md}\bar{i}_{fd}\bar{\omega}_e\right). \quad (21)$$

O gerador a diesel é responsável pela regulação de frequência da microrrede. A equação de velocidade do gerador a diesel é dada por (KUNDUR, 1994)

$$\frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \frac{1}{2H}(\bar{T}_m - \bar{T}_e), \quad (22)$$

onde  $\bar{\omega}_r$  é a frequência angular do rotor do gerador a diesel, que é a frequência da microrrede,  $H$  é a constante de inércia do conjunto motor e gerador,  $\bar{T}_m$  é o torque mecânico aplicado ao eixo do gerador síncrono pelo motor diesel e  $\bar{T}_e$  é o torque elétrico do gerador síncrono. O torque mecânico do gerador diesel relaciona-se com a potência mecânica  $\bar{P}_m$  por  $\bar{T}_m = \bar{P}_m/\bar{\omega}_r$ . O torque elétrico do gerador síncrono é definido como (ANAYA-LARA et al., 2009)

$$\bar{T}_e = \bar{L}_{md}\bar{i}_{fd}\bar{i}_q - (\bar{L}_d - \bar{L}_q)\bar{i}_d\bar{i}_q. \quad (23)$$

O sistema de regulação de velocidade do gerador a diesel atua sobre a potência mecânica para manter a frequência do sistema no valor de referência em regime permanente.  $\bar{P}_m$  é resultado da operação do motor a diesel e função da quantidade de combustível injetado para a combustão. Tipicamente em análise de estabilidade de frequência de sistemas de potência o motor a diesel é satisfatoriamente modelado como um sistema de primeira ordem, sendo a dinâmica de  $\bar{P}_m$  dada por (BOLAÑOS, 2012)

$$\frac{d\bar{P}_m}{dt} = \frac{1}{T_{am}}(u_{pm} - \bar{P}_m), \quad (24)$$

onde  $T_{am}$  é a constante de tempo associada ao motor diesel e  $u_{pm}$  é o sinal de controle proveniente do regulador de velocidade.

O regulador de velocidade utilizado no gerador diesel é do tipo isócrono, que é adequado para o caso onde apenas um gerador é responsável pela regulação de frequência, onde um controlador do tipo PI é empregado e atua a partir do erro de velocidade (KUNDUR, 1994). O diagrama do regulador em questão é mostrado na Figura 22.

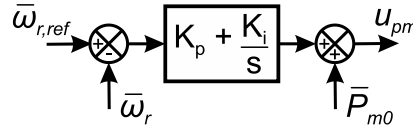


Figura 23 - Regulador de velocidade do gerador a diesel.

A unidade eólica opera em velocidade variável, por este fato a constante de inércia  $H$  do conjunto turbina gerador, que é determinada em função da velocidade síncrona, não é normalmente utilizada para relacionar a variação de velocidade do rotor da turbina eólica. Alternativamente, o momento da inércia do conjunto, cuja relação com a constante de inércia é dada por  $2H = \frac{J_{tg}\omega_{bm}^2}{S_n}$  (KUNDUR, 1994), é utilizado na equação de velocidade da turbina para representar as variações de velocidade, tal que

$$\frac{d\bar{\omega}_t}{dt} = \frac{S_n}{\omega_{bm}^2 J_{tg}} (\bar{T}_m - \bar{T}_e), \quad (25)$$

onde  $\bar{\omega}_t$  é a velocidade do rotor da turbina eólica,  $S_n$  é a potência aparente nominal da unidade eólica,  $J_{tg}$  é o momento de inércia do conjunto turbina gerador,  $\omega_{bm}$  é a velocidade mecânica de base da turbina,  $\bar{T}_m$  é o torque mecânico da turbina eólica aplicada ao eixo do gerador síncrono e  $\bar{T}_e$  é o torque elétrico do gerador síncrono. Em (25),  $\bar{\omega}_t = \bar{\omega}_e / \omega_b$  e a relação entre as velocidades angulares de base elétrica e mecânica é dada por  $\omega_b = \frac{p}{2} \omega_{bm}$ , onde  $p$  é o número de polos do gerador síncrono da unidade eólica. O torque mecânico da turbina eólica relaciona-se com a potência mecânica da turbina eólica  $\bar{P}_t$ , definida em (2), por  $\bar{T}_m = \bar{P}_t / \bar{\omega}_t$ . O torque elétrico do gerador síncrono da unidade eólica é determinado por (23).

### 5.1.2 Modelos dos Conversores Estáticos da Unidade Eólica

O conversor estático de potência do tipo fonte de tensão (VSC, do inglês, *Voltage Source Converter*) com modulação PWM (do inglês, *Pulse Width Modulation*) é a topologia de conversor trifásico mais utilizada em unidades eólicas, sendo uma tecnologia bem estabelecida. Dois conversores do tipo VSC em uma configuração *back-to-back* são usualmente utilizados para formar a *interface* entre o gerador e a rede em unidades eólicas, o que é uma solução com estrutura relativamente simples e que utiliza poucos componentes, aliando robustez e confiabilidade (BLAABJERG, LISERRE e MA, 2012).

A topologia *back-to-back* é utilizada neste trabalho para realizar as conversões de energia elétrica na unidade eólica, onde é realizada uma etapa de conversão CA-CC pelo conversor do lado do gerador, o retificador, e uma etapa de conversão CC-CA pelo conversor do lado da rede, o inversor. Interligando os dois conversores utilizados está o barramento CC da unidade eólica, que terá seu modelo apresentado na sequência, assim como os conversores e a PLL.

Os modelos que serão apresentados para os conversores tratam-se de modelos médios, os quais representam apenas as dinâmicas das malhas de controle dos conversores. Assim, as dinâmicas de comutação dos semicondutores são negligenciadas, o que não traz prejuízo para os estudos deste trabalho.

#### 5.1.2.1 Barramento CC

O barramento CC da unidade eólica é formado simplesmente por um banco de capacitores conectados aos terminais de saída do retificador e aos terminais de entrada do inversor. O banco de capacitores é representado por uma capacitância equivalente, como pode ser visto na Figura 24.

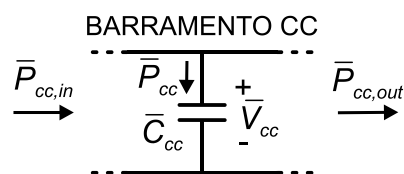


Figura 24 - Ilustração do Barramento CC com seu Respective Fluxo de Potência.



A dinâmica da tensão no barramento CC pode ser expressa em p.u. como (TARNOWSKI, 2006)

$$\frac{d\bar{V}_{cc}}{dt} = \frac{1}{\bar{C}_{cc}\bar{V}_{cc}} (\bar{P}_{cc,in} - \bar{P}_{cc,out}) \omega_b. \quad (26)$$

onde  $\bar{V}_{cc}$  é a tensão do barramento CC,  $\bar{C}_{cc}$  é a capacitância do barramento CC,  $\bar{P}_{cc,in}$  é a potência de entrada do barramento CC,  $\bar{P}_{cc,out}$  é a potência de saída do barramento CC e  $\omega_b$  é a frequência angular de base. A potência que entra no barramento CC é  $\bar{P}_{cc} = \bar{P}_{cc,in} - \bar{P}_{cc,out}$ . As potências de entrada e saída do barramento CC são consideradas como a potência elétrica ativa extraída do gerador síncrono da unidade eólica e a potência de saída do inversor, respectivamente.

#### 5.1.2.2 Controle do conversor do lado do gerador

O conversor do lado do gerador é responsável pelo controle da operação da turbina eólica (ANAYA-LARA et al., 2009). O controle de velocidade da turbina é feito pelo retificador a partir do controle da potência elétrica extraída do gerador síncrono, onde as variações de velocidade são regidas por (25). A técnica de controle vetorial é utilizada neste trabalho, que é baseada no modelo dinâmico do gerador síncrono expresso em coordenadas  $dq$ .

No controle vetorial, a referência de corrente de eixo direto do gerador síncrono é mantida em zero, de onde pode-se escrever o torque elétrico como (ANAYA-LARA et al., 2009)

$$\bar{T}_e = \bar{L}_{md} \bar{i}_{fd} \bar{i}_q. \quad (27)$$

Assim, o controle da corrente  $\bar{i}_q$  do gerador síncrono é suficiente para determinar o torque elétrico do gerador e realizar o controle de velocidade da turbina eólica.

A referência de corrente de eixo  $q$  é resultado de uma malha de controle de velocidade baseada em um controlador PI, dada por (ANAYA-LARA et al., 2009)

$$\frac{d\alpha_t}{dt} = -\bar{\omega}_{t,ref} + \bar{\omega}_t \quad (28)$$

e

$$\bar{i}_{q,ref} = K_{p,\omega t} (-\bar{\omega}_{t,ref} + \bar{\omega}_t) + K_{i,\omega t} \alpha_t, \quad (29)$$

onde  $\alpha_t$  é a integral do erro de velocidade da turbina eólica,  $\bar{\omega}_{t,ref}$  é a referência de velocidade da turbina eólica,  $\bar{i}_{q,ref}$  é a referência de corrente de eixo  $q$ ,  $K_{p,\omega t}$  é o ganho proporcional do controlador de velocidade da turbina e  $K_{i,\omega t}$  é o ganho integral do controlador de velocidade da turbina.

As malhas de controle das correntes de eixo direto e de quadratura são estabelecidas a partir de controladores do tipo PI por

$$\frac{d\zeta_d}{dt} = \bar{i}_{d,ref} - \bar{i}_d \quad (30)$$

e

$$\frac{d\zeta_q}{dt} = \bar{i}_{q,ref} - \bar{i}_q, \quad (31)$$

onde  $\zeta_d$  é a integral do erro de corrente de eixo  $d$  e  $\zeta_q$  é a integral do erro de corrente de eixo  $q$ . As tensões de eixo  $d$  e  $q$  que servirão de referência para o sistema de modulação do conversor são então determinadas por (ANAYA-LARA et al., 2009)

$$\bar{v}_d^* = -K_{p,id} (\bar{i}_{d,ref} - \bar{i}_d) - K_{i,id} \zeta_d + \bar{i}_q \bar{\omega}_e \bar{L}_q \quad (32)$$

e

$$\bar{v}_q^* = -K_{p,iq} (\bar{i}_{q,ref} - \bar{i}_q) - K_{i,iq} \zeta_q - \bar{i}_d \bar{\omega}_e \bar{L}_d + \bar{E}_{fd}, \quad (33)$$

onde  $\bar{v}_d^*$  e  $\bar{v}_q^*$  são as referências de tensão de eixo  $d$  e eixo  $q$ , respectivamente,  $K_{p,id}$  e  $K_{i,id}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador de corrente de eixo  $d$ , respectivamente, e  $K_{p,iq}$  e  $K_{i,iq}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador de corrente de eixo  $q$ , respectivamente. As parcelas  $\bar{i}_q \bar{\omega}_e \bar{L}_q$  e  $-\bar{i}_d \bar{\omega}_e \bar{L}_d$  são incluídas para eliminar o efeito do acoplamento entre as correntes de eixo direto e de quadratura do gerador síncrono (ANAYA-LARA et al., 2009).

A Figura 25 apresenta o diagrama de blocos do sistema de controle completo utilizado no conversor do lado do gerador.

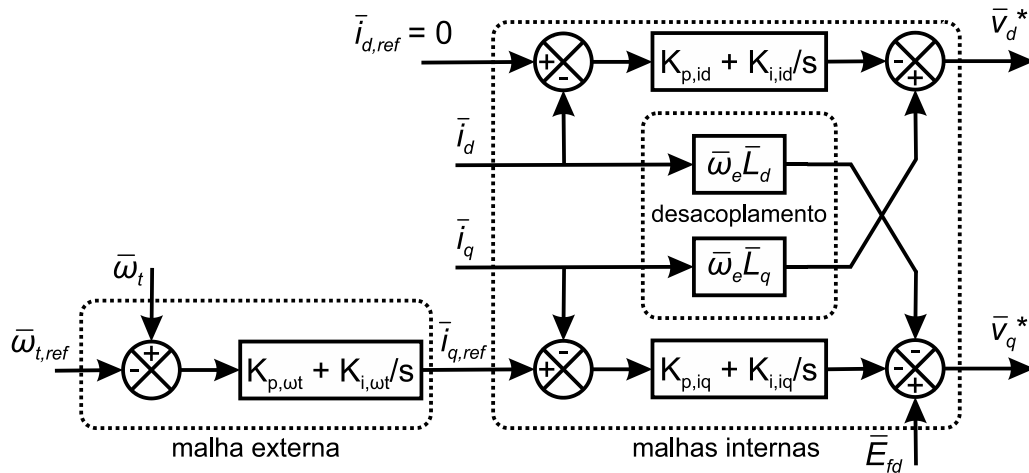


Figura 25 - Malhas de controle do conversor do lado do gerador.

### 5.1.2.3 Controle do conversor do lado da rede

Operando em modo de controle  $PQ$ , o conversor do lado da rede é responsável por regular a tensão no barramento CC, e conseqüentemente o fluxo de potência ativa entregue para a rede, e o intercâmbio de potência reativa. O cálculo das potências ativa ( $\bar{P}$ ) e reativa ( $\bar{Q}$ ) no referencial síncrono é feito a partir das variáveis de tensão e corrente de eixo  $d$  e  $q$  ( $\bar{v}_d$ ,  $\bar{v}_q$ ,  $\bar{i}_d$  e  $\bar{i}_q$ , respectivamente) da seguinte forma:

$$\bar{P} = \bar{v}_d \bar{i}_d + \bar{v}_q \bar{i}_q \quad (34)$$

e

$$\bar{Q} = -\bar{v}_d \bar{i}_q + \bar{v}_q \bar{i}_d. \quad (35)$$

Como pode ser visto em (34) e (35), tanto a corrente de eixo direto quanto a de quadratura estão presentes no cálculo das potências ativa e reativa. No controle vetorial, normalmente opta-se por manter a tensão de eixo direto ou a tensão de eixo em quadratura em zero, para que as potências possam ser reguladas de forma independente a partir do controle das correntes de eixo  $d$  e  $q$ . Isso é feito por uma PLL que será modelada na sequência. Neste trabalho, a PLL é projetada para que a tensão de eixo de quadratura seja mantida em zero, o que implica no controle de potência ativa pelo controle da corrente de eixo  $d$  e o controle de potência reativa pelo controle da corrente de eixo  $q$ .

Duas malhas externas baseadas em controladores PI são empregadas para o controle de tensão do barramento CC e de potência reativa. Os sinais de erro adicionados à entrada desses controladores são dados por

$$\frac{d\varphi_d}{dt} = -\bar{V}_{cc,ref} + \bar{V}_{cc} \quad (36)$$

e

$$\frac{d\varphi_q}{dt} = -\bar{Q}_{ref} + \bar{Q}, \quad (37)$$

onde  $\varphi_d$  e  $\varphi_q$  são a integral do erro de tensão do barramento CC e a integral do erro de potência reativa, respectivamente,  $\bar{V}_{cc,ref}$  é a referência de tensão do barramento CC,  $\bar{Q}_{ref}$  é a referência de potência reativa e  $\bar{Q}$  é a potência reativa medida. As referências de corrente de eixo direto ( $\bar{i}_{id,ref}$ ) e de quadratura ( $\bar{i}_{iq,ref}$ ), dadas pela saída dos controladores, podem ser escritas como (BLAABJERG et al., 2006)

$$\bar{i}_{id,ref} = K_{p,Vcc}(-\bar{V}_{cc,ref} + \bar{V}_{cc}) + K_{i,Vcc}\varphi_d \quad (38)$$

e

$$\bar{i}_{iq,ref} = K_{p,Q}(-\bar{Q}_{ref} + \bar{Q}) + K_{i,Q}\varphi_q, \quad (39)$$

onde  $K_{p,Vcc}$  e  $K_{i,Vcc}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador de tensão do barramento CC, respectivamente, e  $K_{p,Q}$  e  $K_{i,Q}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador de potência reativa, respectivamente.

As malhas internas de corrente são também baseadas em controladores PI, que recebe os seguintes sinais de erros:

$$\frac{dy_d}{dt} = \bar{i}_{id,ref} - \bar{i}_{id} \quad (40)$$

e

$$\frac{dy_q}{dt} = \bar{i}_{iq,ref} - \bar{i}_{iq}, \quad (41)$$

onde  $\gamma_d$  e  $\gamma_q$  são a integral do erro de corrente de eixo  $d$  e a integral do erro de corrente de eixo  $q$ , respectivamente,  $\bar{i}_d$  e  $\bar{i}_q$  são a corrente de eixo  $d$  de saída do inversor e a corrente de eixo  $q$  de saída do inversor, respectivamente. As referências de tensão de eixo  $d$  ( $\bar{v}_{id}^*$ ) e de eixo  $q$  ( $\bar{v}_{iq}^*$ ) aplicadas ao sistema de modulação PWM do inversor podem ser escritas como (POGAKU, PRODANOVIC e GREEN, 2007)

$$\bar{v}_{id}^* = K_{p,iid} (\bar{i}_{id,ref} - \bar{i}_d) + K_{i,iid} \gamma_d - \bar{i}_q \bar{\omega}_{pll} \bar{L}_f \quad (42)$$

e

$$\bar{v}_{iq}^* = K_{p,iiq} (\bar{i}_{iq,ref} - \bar{i}_q) + K_{i,iiq} \gamma_q + \bar{i}_d \bar{\omega}_{pll} \bar{L}_f, \quad (43)$$

onde  $K_{p,iid}$  e  $K_{i,iid}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador de corrente de eixo  $d$ , respectivamente, e  $K_{p,iiq}$  e  $K_{i,iiq}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador de corrente de eixo  $q$ , respectivamente. Os termos  $-\bar{i}_q \bar{\omega}_{pll} \bar{L}_f$  e  $\bar{i}_d \bar{\omega}_{pll} \bar{L}_f$  são utilizados para desacoplamento entre os eixos (ANAYA-LARA et al., 2009).

O diagrama de blocos do sistema de controle do conversor do lado da rede, formado pelo conjunto de malhas de controle descritas, é apresentado na Figura 26.

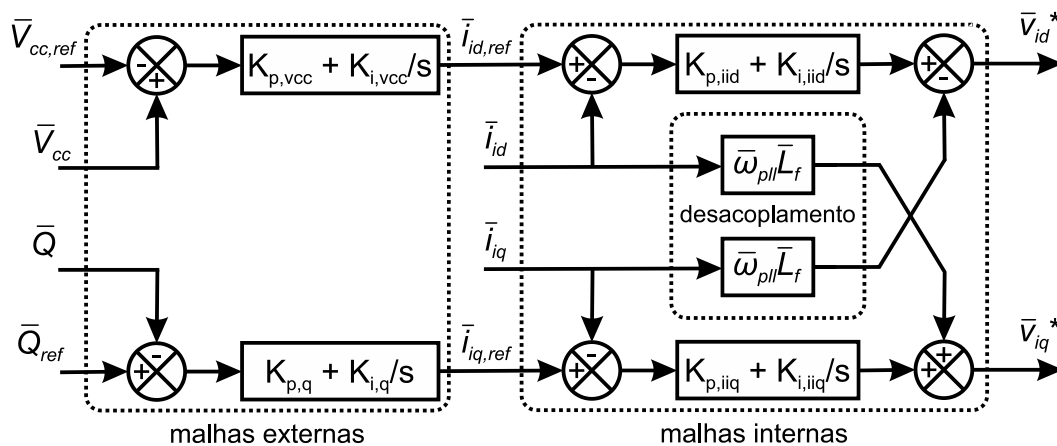


Figura 26 - Diagrama de blocos das malhas de controle do conversor do lado da rede em modo PQ.

#### 5.1.2.4 Phase-locked loop (PLL)

Uma PLL ou malha de captura de fase é um algoritmo utilizado para a conexão de inversores com a rede, responsável por sincronizar as tensões trifásicas do inversor com as tensões da rede. Existem várias topologias de PLL que podem ser utilizadas (XIAOQIANG et al., 2008) e neste trabalho uma arquitetura baseada no referencial síncrono é aplicada. O ângulo de fase extraído pela PLL é normalmente utilizado pelo sistema de controle do inversor durante as transformações de variáveis do referencial estático para o referencial síncrono, para que uma das tensões  $\bar{v}_d$  ou  $\bar{v}_q$  seja mantida em zero. O ângulo da transformação de referencial promove o alinhamento de um dos eixos síncronos com o vetor de tensão de uma das fases da rede. O mais comum é alinhar o eixo  $d$  com o vetor da tensão da fase  $a$  da rede, assim a tensão de eixo  $q$  é mantida em zero.

Neste trabalho, a microrrede completa é modelada no referencial síncrono, então transformações do referencial estático para o referencial girante não são necessárias. No entanto, como os modelos são baseados no referencial próprio de cada máquina, uma mudança de variáveis é necessária para representar as grandezas em um referencial global (KATIRAEI e IRAVANI, 2008). O referencial próprio do gerador diesel é definido como o referencial global da microrrede, para o qual as variáveis do inversor e do filtro serão referidas. A PLL atua nesta tarefa, determinando o ângulo da transformação do referencial local do inversor para o referencial global. O sistema de coordenadas será mais bem compreendido na sequência do capítulo.

Na topologia de PLL adotada, baseada no trabalho de Rasheduzzamam, Mueller e Kimbal (2014), inicialmente é feita a medição da tensão de eixo de quadratura no capacitor do filtro LCL ( $\bar{v}_{oq}$ ), representada por:

$$\frac{d\bar{v}_{oqf}}{dt} = \frac{1}{T_{pll}} (\bar{v}_{oq} - \bar{v}_{oqf}), \quad (44)$$

onde  $\bar{v}_{oqf}$  é a tensão de eixo  $q$  medida e  $T_{pll}$  é a constante de tempo do sensor.

Um controlador do tipo PI é responsável por manter a tensão  $\bar{v}_{oqf}$  em zero, através de

$$\frac{d\varphi_{pll}}{dt} = 0 - \bar{v}_{oqf} \quad (45)$$

e

$$\Delta\omega_{pll} = K_{p,pll} (0 - \bar{v}_{oqf}) + K_{i,pll} \bar{\varphi}_{pll}, \quad (46)$$

onde  $\varphi_{pll}$  é a integral do erro de tensão de eixo  $q$  medida,  $\Delta\omega_{pll}$  é a saída do controlador,  $K_{p,pll}$  e  $K_{i,pll}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador, respectivamente. Integrando  $\Delta\omega_{pll}$  tem-se

$$\frac{d\delta_{pll}}{dt} = \Delta\omega_{pll}, \quad (47)$$

onde  $\delta_{pll}$  é o ângulo extraído pela PLL que será o ângulo utilizado na transformação para o referencial comum do sistema.

A frequência angular utilizada no modelo do inversor ( $\bar{\omega}_{pll}$ ) é dada por

$$\bar{\omega}_{pll} = \bar{\omega}_0 - \Delta\omega_{pll} / \omega_b, \quad (48)$$

onde  $\bar{\omega}_0$  é a frequência angular nominal do sistema ( $\bar{\omega}_0 = 2\pi f_0 / \omega_b = 1$ ).

O diagrama de blocos da PLL empregada neste trabalho é apresentado na Figura 27.

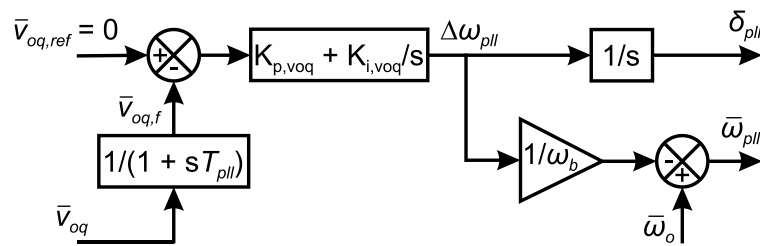


Figura 27 - Diagrama de blocos da PLL.

### 5.1.3 Modelo do Filtro LCL

O filtro utilizado para realizar o acoplamento entre a unidade eólica e o restante do sistema é do tipo LCL, composto por um indutor e um capacitor de

filtragem e um indutor de acoplamento. O filtro LCL foi escolhido, em detrimento de filtros L ou LC, por apresentar características melhores com relação à atenuação de componentes harmônicas e por resultar em indutores com menor tamanho (RESNIK et al., 2014). A Figura 28 apresenta um diagrama representativo do filtro LCL.

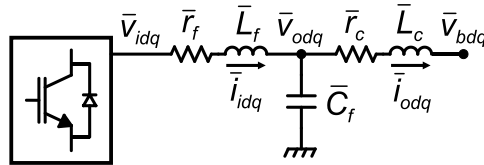


Figura 28 - Diagrama representativo do filtro LCL.

O modelo do filtro LCL é apresentado no referencial síncrono com base em Pogaku, Prodanovic e Green (2007), em que as variáveis de estado são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  nos indutores e as tensões de eixo  $d$  e  $q$  no capacitor. As dinâmicas das correntes no indutor de filtragem são dadas por

$$\frac{d\bar{i}_{id}}{dt} = \left( -\bar{r}_f \bar{i}_{id} + \bar{L}_f \bar{i}_{iq} \bar{\omega}_r + \bar{v}_{id}^* - \bar{v}_{od} \right) \frac{\omega_b}{L_f} \quad (49)$$

e

$$\frac{d\bar{i}_{iq}}{dt} = \left( -\bar{r}_f \bar{i}_{iq} - \bar{L}_f \bar{i}_{id} \bar{\omega}_r + \bar{v}_{iq}^* - \bar{v}_{oq} \right) \frac{\omega_b}{L_f}, \quad (50)$$

onde  $\bar{r}_f$  e  $\bar{L}_f$  são a resistência e a indutância do indutor de filtragem, respectivamente;  $\bar{v}_{od}$  e  $\bar{v}_{oq}$  são as tensões de eixo direto e de quadratura do capacitor, representado pelo seguinte modelo:

$$\frac{d\bar{v}_{od}}{dt} = \left( \bar{C}_f \bar{v}_{oq} \bar{\omega}_r + \bar{i}_{id} - \bar{i}_{od} \right) \frac{\omega_b}{C_f} \quad (51)$$

e

$$\frac{d\bar{v}_{oq}}{dt} = \left( -\bar{C}_f \bar{v}_{od} \bar{\omega}_r + \bar{i}_{iq} - \bar{i}_{oq} \right) \frac{\omega_b}{C_f}, \quad (52)$$

onde  $\bar{C}_f$  é a capacitância do capacitor. As correntes do indutor de acoplamento ( $\bar{i}_{od}$  e  $\bar{i}_{oq}$ ) são representadas por:



$$\frac{d\bar{i}_{od}}{dt} = \left( -\bar{r}_c \bar{i}_{od} + \bar{L}_c \bar{i}_{oq} \bar{\omega}_r + \bar{v}_{od} - \bar{v}_{bd} \right) \frac{\omega_b}{L_f} \quad (53)$$

e

$$\frac{d\bar{i}_{oq}}{dt} = \left( -\bar{r}_c \bar{i}_{oq} + \bar{L}_c \bar{i}_{od} \bar{\omega}_r + \bar{v}_{oq} - \bar{v}_{bq} \right) \frac{\omega_b}{L_f}, \quad (54)$$

onde  $\bar{r}_c$  e  $\bar{L}_c$  são a resistência e a indutância do indutor de acoplamento, respectivamente;  $\bar{v}_{bd}$  e  $\bar{v}_{bq}$  são as tensões de eixo  $d$  e  $q$  da barra em que é feita a conexão da unidade eólica com a microrrede, no referencial do inversor.

#### 5.1.4 Modelo das Cargas

A modelagem das cargas em um sistema elétrico é normalmente uma tarefa que envolve muitas simplificações, devido à grande diversidade de equipamentos existentes e a impossibilidade de se determinar com exatidão a composição da carga (KUNDUR, 1994). Basicamente, duas categorias de modelos de carga são normalmente utilizadas, os modelos estáticos e os modelos dinâmicos.

Um modelo estático amplamente usado é o modelo polinomial, que representa a dependência de tensão das cargas. Este modelo, também é referido como modelo *ZIP*, pois é composto por parcelas ou componentes de carga do tipo impedância constante (*Z*), corrente constante (*I*) e potência constante (*P*).

As potências ativa e reativa do modelo ZIP são definidas como

$$P_L = P_{L0} \left( p_1 \bar{V}^2 + p_2 \bar{V} + p_3 \right) \quad (55)$$

e

$$Q_L = Q_{L0} \left( q_1 \bar{V}^2 + q_2 \bar{V} + q_3 \right), \quad (56)$$

onde  $P_{L0}$  e  $Q_{L0}$  são as potências ativa e reativa da carga na tensão nominal,  $p_1$  a  $p_3$  e  $q_1$  a  $q_3$  são os parâmetros do modelo que definem a participação de cada componente da carga.

A impedância da componente Z da carga é determinada a partir das tensões na barra e dos parâmetros de participação da componente Z ( $p_1$  e  $q_1$ ) por

$$\bar{Z}_{Lz} = \bar{R}_{Lz} + j\bar{X}_{Lz} = \frac{\bar{v}_{bd}^2 + \bar{v}_{bq}^2}{p_1 \bar{P}_{L0} - jq_1 \bar{Q}_{L0}}. \quad (57)$$

A carga do tipo corrente constante foi inicialmente implementada a partir de um modelo estático. Porém, durante a energização dos blocos de carga, as grandes variações abruptas nas correntes resultaram na instabilidade do sistema. Optou-se então por utilizar um modelo dinâmico para a carga de corrente constante, onde as variações abruptas de corrente durante a energização das cargas foram substituídas por variações mais suaves representadas por um modelo dinâmico rápido, com constantes de tempo na ordem de poucas dezenas de milissegundos.

As correntes iniciais da componente de corrente constante da carga são determinadas por

$$\bar{i}_{dLi0} = \frac{\bar{v}_{bd} p_2 \bar{P}_{L0} + \bar{v}_{bq} q_2 \bar{Q}_{L0}}{\bar{v}_{bd}^2 + \bar{v}_{bq}^2} \quad (58)$$

e

$$\bar{i}_{qLi0} = \frac{-\bar{v}_{bd} q_2 \bar{Q}_{L0} + \bar{v}_{bq} p_2 \bar{P}_{L0}}{\bar{v}_{bd}^2 + \bar{v}_{bq}^2}, \quad (59)$$

onde  $\bar{i}_{dLi0}$  e  $\bar{i}_{qLi0}$  são as correntes iniciais de eixo direto e de quadratura da componente I da carga,  $p_2$  e  $q_2$  são os parâmetros de participação da componente I. As correntes  $\bar{i}_{dLi}$  e  $\bar{i}_{qLi}$  são então expressas por

$$\frac{d\bar{i}_{dLi}}{dt} = \frac{1}{T_{Li}} (\bar{i}_{dLi0} - \bar{i}_{dLi}) \quad (60)$$

e

$$\frac{d\bar{i}_{qLi}}{dt} = \frac{1}{T_{Li}} (\bar{i}_{qLi0} - \bar{i}_{qLi}), \quad (61)$$

onde  $T_{Li}$  é a constante de tempo associada às variações da carga I.

As correntes na carga de potência constante também são representadas por um modelo dinâmico rápido, devido à instabilidade provocada pelas grandes variações abruptas de corrente, causadas pelas variações abruptas de potência. As questões de instabilidade ocorridas devido ao uso do modelo estático das cargas de corrente constante e potência constante serão abordadas em trabalhos futuros. O modelo dinâmico da carga de potência constante é expresso por (XU e MANSOUR, 1994)

$$\frac{d\bar{i}_{dLp}}{dt} = \frac{1}{T_{Lp}} \left( p_3 \bar{P}_{L0} - (\bar{v}_{bd} \bar{i}_{dLp} + \bar{v}_{bq} \bar{i}_{qLp}) \right) \quad (62)$$

e

$$\frac{d\bar{i}_{qLp}}{dt} = -\frac{1}{T_{Lp}} \left( q_3 \bar{Q}_{L0} - (-\bar{v}_{bd} \bar{i}_{qLp} + \bar{v}_{bq} \bar{i}_{dLp}) \right), \quad (63)$$

onde  $\bar{i}_{dLp}$  e  $\bar{i}_{qLp}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  da carga do tipo potência constante,  $p_3$  e  $q_3$  são os parâmetros de participação da carga  $P$  e  $T_{Lp}$  é a constante de tempo associada às variações da carga  $P$ . No modelo apresentado, quando ocorre uma variação nas tensões  $\bar{v}_{bd}$  e  $\bar{v}_{bq}$  ou quando ocorre uma alteração na carga do sistema (mudança em  $P_{L0}$  e  $Q_{L0}$ ), as correntes da carga  $P$  se alteram para atingir um novo ponto de equilíbrio.

As tensões de eixo  $d$  e  $q$  na barra de carga ( $\bar{v}_{bd}$  e  $\bar{v}_{bq}$ ) podem ser escritas em função da carga  $Z$  por (WU et al., 2011)

$$\bar{v}_{bd} = \bar{R}_{Lz} \bar{i}_{dLz} - \bar{X}_{Lz} \bar{i}_{qLz} \quad (64)$$

e

$$\bar{v}_{bq} = \bar{X}_{Lz} \bar{i}_{dLz} + \bar{R}_{Lz} \bar{i}_{qLz}, \quad (65)$$

onde  $\bar{R}_{Lz}$  e  $\bar{X}_{Lz}$  são a resistência e a reatância da carga do tipo impedância constante, respectivamente,  $\bar{i}_{dLz}$  e  $\bar{i}_{qLz}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  da carga  $Z$ , determinadas pelo somatório das corrente na barra de carga como

$$\bar{i}_{dLz} = \bar{i}_{od} + \bar{i}_{ds} - \bar{i}_{dLi} - \bar{i}_{dLp} \quad (66)$$

e

$$\bar{i}_{qLz} = \bar{i}_{oq} + \bar{i}_{qs} - \bar{i}_{qLi} - \bar{i}_{qLp}, \quad (67)$$

onde  $\bar{i}_{ds}$  e  $\bar{i}_{qs}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  do gerador síncrono da unidade diesel.

### 5.1.5 Referencial Comum para o Sistema

Como mencionado anteriormente, os modelos apresentados neste capítulo são baseados nos referenciais próprios de cada componente. Para que seja feita a integração entre os modelos um sistema de mudança de variáveis é utilizado, de forma que as grandezas sejam representadas em um referencial global, comum para todos os componentes (KATIRAEI e IRAVANI, 2008). Uma transformação de referencial é então necessária para transladar os valores definidos no referencial local para o referencial global da microrrede, conforme (RASHEDUZZAMAN, MUELLER e KIMBALL, 2014)

$$\begin{bmatrix} f_D \\ f_Q \end{bmatrix}_{global} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix}_{local} \quad (68)$$

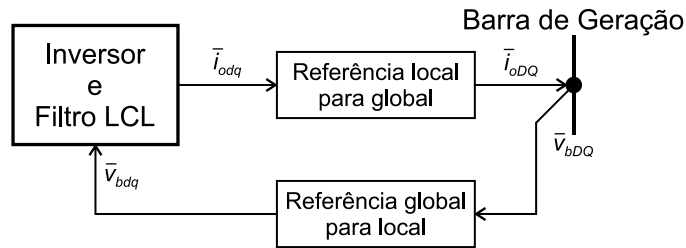
e

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix}_{local} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_D \\ f_Q \end{bmatrix}_{global}, \quad (69)$$

onde  $f_D$  e  $f_Q$  são as variáveis de eixo direto e de quadratura representadas no referencial global,  $f_d$  e  $f_q$  são as variáveis de eixo  $d$  e  $q$  representadas no referencial local e  $\theta$  é o ângulo da transformação de referencial.

Neste trabalho, o referencial global é definido como sendo o próprio referencial local do gerador diesel, assim apenas as variáveis associadas ao inversor e ao filtro LCL precisam ser transformadas para o referencial global. A Figura 29 apresenta um diagrama ilustrativo das transformações de referencial utilizadas na microrrede em estudo. Note que apenas as correntes que fluem na conexão do filtro LCL com a barra de geração, onde está conectado o gerador

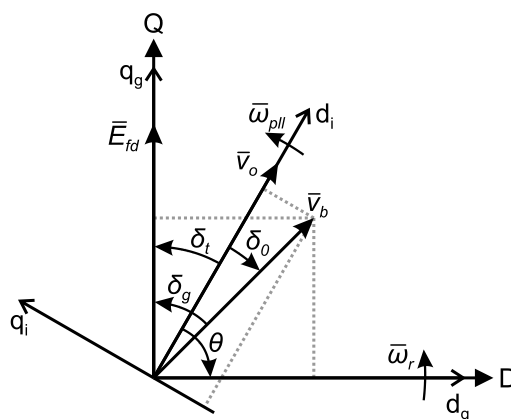
diesel, e as tensões na barra sofrem uma transformação de referencial, pois são as grandezas que promovem a interação entre os modelos.



**Figura 29 - Diagrama ilustrativo da transformação de referencial no modelo do inversor e do filtro LCL.**  
**Fonte: Adaptado de Rasheduzzaman, Mueller e Kimbal (2014).**

Na Figura 30 é mostrada a representação do sistema de coordenadas utilizado. Os eixos  $D$  e  $Q$  representam o referencial global, enquanto que os eixos  $d_g$  e  $q_g$  representam o referencial local do gerador diesel (coincidente com o referencial global), ambos girando na frequência  $\bar{\omega}_r$ , e os eixos  $d_i$  e  $q_i$  representam o referencial local do inversor e do filtro LCL, girando na frequência medida pela PLL ( $\bar{\omega}_{pll}$ ). O ângulo  $\delta_t$  é o ângulo entre o eixo  $d$  do referencial local do inversor e o eixo  $Q$  do referencial global, determinado pela PLL ( $\delta_t = \delta_{pll}$ ). O eixo  $d_i$  é mantido alinhado com o vetor da tensão no capacitor do filtro LCL ( $\bar{v}_o$ ), de modo que a tensão  $\bar{v}_{oq}$  no referencial do inversor seja mantida em zero. O ângulo da transformação de referencial pode ser escrito como

$$\theta = \delta_t - \frac{\pi}{2}. \tag{70}$$



**Figura 30 - Representação do sistema de coordenadas da microrrede com o gerador diesel em modo Vf.**

De acordo com o que foi estabelecido, é possível escrever as equações que fazem a transformação de referencial das variáveis de conexão entre os modelos do gerador a diesel e do conversor estático da unidade eólica, que são as correntes no indutor de acoplamento do filtro LCL e a tensão na barra de geração. As correntes no indutor de acoplamento são transformadas do referencial local do inversor para o referencial global da microrrede por meio das seguintes equações:

$$i_{oD} = i_{od} \cos \theta + i_{oq} \sin \theta \quad (71)$$

e

$$i_{oQ} = -i_{od} \sin \theta + i_{oq} \cos \theta, \quad (72)$$

onde  $\bar{i}_{oD}$  e  $\bar{i}_{oQ}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  do indutor de acoplamento no referencial global. As tensões da barra de geração no referencial global são transformadas para o referencial local do inversor por meio das seguintes equações:

$$\bar{v}_{bd} = \bar{v}_{bD} \cos \theta - \bar{v}_{bQ} \sin \theta \quad (73)$$

e

$$\bar{v}_{bq} = \bar{v}_{bD} \sin \theta + \bar{v}_{bQ} \cos \theta, \quad (74)$$

onde  $\bar{v}_{bD}$  e  $\bar{v}_{bQ}$  são as tensões de eixo  $d$  e  $q$  da barra de geração no referencial global.

### 5.1.6 Representação do Modelo Não Linear

O modelo não linear apresentado possui um total de 33 variáveis de estado, sendo possível escrever o vetor de estados como

$$\mathbf{x} = \left[ \bar{i}_{ds} \ \bar{i}_{qs} \ \bar{i}_{fds} \ \bar{E}_{fds} \ \bar{\omega}_r \ \alpha_r \ \bar{P}_m \ \bar{i}_{dw} \ \bar{i}_{qw} \ \bar{i}_{fdw} \ \bar{E}_{fdw} \ \bar{\omega}_t \ \alpha_t \ \zeta_d \ \zeta_q \ \bar{V}_{cc} \ \varphi_d \ \varphi_q \ \dots \right. \\ \left. \dots \gamma_d \ \gamma_q \ \bar{v}_{oqf} \ \varphi_{pll} \ \delta_{pll} \ \bar{i}_{id} \ \bar{i}_{iq} \ \bar{v}_{od} \ \bar{v}_{oq} \ \bar{i}_{od} \ \bar{i}_{oq} \ \bar{i}_{dLi} \ \bar{i}_{qLi} \ \bar{i}_{dLp} \ \bar{i}_{qLp} \right], \quad (75)$$

onde  $\bar{i}_{ds}$  e  $\bar{i}_{qs}$  são as correntes de eixo direto e de quadratura do gerador síncrono da unidade diesel,  $\bar{i}_{fds}$  e  $\bar{E}_{fds}$  são a corrente e a tensão do enrolamento de campo

do gerador síncrono da unidade diesel, respectivamente,  $\bar{\omega}_r$  é a frequência angular do rotor do gerador diesel,  $\alpha_r$  é a integral do erro da frequência angular,  $\bar{P}_m$  é a potência mecânica do gerador diesel,  $\bar{i}_{dw}$  e  $\bar{i}_{qw}$  são as correntes de eixo direto e de quadratura do gerador síncrono da unidade eólica,  $\bar{i}_{fdw}$  e  $\bar{E}_{fdw}$  são a corrente e a tensão do enrolamento de campo do gerador síncrono da unidade eólica, respectivamente,  $\bar{\omega}_t$  é a velocidade do rotor da turbina eólica,  $\alpha_t$  é a integral do erro de velocidade da turbina eólica,  $\zeta_d$  e  $\zeta_q$  são as integrais do erro de corrente de eixo  $d$  e  $q$  das malhas de controle do retificador,  $\bar{V}_{cc}$  é a tensão no barramento CC,  $\varphi_d$  e  $\varphi_q$  são as integrais do erro de tensão no barramento CC e de potência reativa das malhas de controle do inversor, respectivamente,  $\gamma_d$  e  $\gamma_q$  são as integrais do erro de corrente de eixo  $d$  e  $q$  das malhas de controle do inversor,  $\bar{v}_{oqf}$  é a tensão de eixo  $q$  medida no capacitor do filtro LCL,  $\varphi_{pll}$  é a integral do erro de tensão de eixo  $q$  da malha de controle da PLL,  $\delta_{pll}$  é o ângulo extraído pela PLL,  $\bar{i}_{id}$  e  $\bar{i}_{iq}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  de saída do inversor no indutor de filtragem do filtro LCL,  $\bar{v}_{od}$  e  $\bar{v}_{oq}$  são as tensões de eixo  $d$  e  $q$  no capacitor do filtro LCL,  $\bar{i}_{od}$  e  $\bar{i}_{oq}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  no indutor de acoplamento do filtro LCL,  $\bar{i}_{dLi}$  e  $\bar{i}_{qLi}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  da carga de corrente constante,  $\bar{i}_{dLp}$  e  $\bar{i}_{qLp}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  da carga de potência constante.

O modelo não linear do sistema pode ser representado na forma condensada por

$$\dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (76)$$

onde  $\mathbf{x}$  é o vetor com as variáveis de estado do sistema e  $\mathbf{u}$  é o vetor com as entradas de controle aplicadas ao sistema.

## 5.2 MODELAGEM DO SISTEMA COM A UNIDADE EÓLICA EM MODO DE CONTROLE DE TENSÃO E FREQUÊNCIA

Nesta seção, será apresentada a modelagem da microrrede com a unidade eólica em modo de controle *Vf*, mostrando somente as equações que são diferentes das equações do modelo da seção anterior. O modelo desta seção é baseado no trabalho de Lukasiewicz (2016), onde ele é apresentado com detalhes. A Tabela 2 indica as principais diferenças entre os elementos do sistema nos dois modos de controle adotados nesse trabalho.

**Tabela 2 - Principais diferenças entre os modos de controle.**

Elemento	Sistema com o gerador diesel em modo <i>Vf</i>	Sistema com a unidade eólica em modo <i>Vf</i>
Controle do gerador diesel	Modo <i>Vf</i>	Modo <i>PQ</i>
Conversor do lado da rede	Modo <i>PQ</i> (usa uma PLL)	Modo <i>Vf</i> (usa uma PLL virtual)
Sistema de coordenadas	Referencial global no referencial local do gerador diesel	Referencial global no referencial local do inversor

### 5.2.1 Modelos do Gerador Eólico e do Gerador a Diesel

O modelo elétrico dos geradores síncronos de ambas as unidades de geração são dados pelas equações (17)-(19) e a excitatriz é modelada por (20). O controle de tensão do gerador eólico é mostrado na Figura 21. Na unidade diesel, o controle de excitação é feito para controlar o despacho de potência reativa, como é mostrado na Figura 31. A potência reativa despachada pelo gerador a diesel ( $\bar{Q}_{gd}$ ) é determinada por

$$\bar{Q}_{gd} = -\bar{v}_{ds}\bar{i}_{qs} + \bar{v}_{qs}\bar{i}_{ds}, \quad (77)$$

onde  $\bar{v}_{ds}$  e  $\bar{v}_{qs}$  são as tensões de eixo direto e de quadratura nos terminais do gerador a diesel,  $\bar{i}_{ds}$  e  $\bar{i}_{qs}$  são as correntes de eixo *d* e *q* do gerador a diesel. Um sinal estabilizante  $u_{pss}$  é adicionado à malha de controle de reativos com o objetivo de amortecer oscilações eletromecânicas no gerador síncrono. A estrutura de controle para produzir o sinal estabilizante pode ser vista em Oliveira (2006).



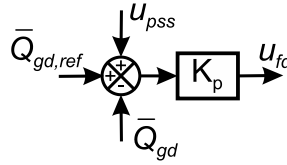


Figura 31 - Controle de reativos do gerador a diesel.

A dinâmica da velocidade do gerador a diesel é descrita pela equação (22). A representação das características mecânicas do gerador a diesel é complementada por uma equação diferencial que descreve a dinâmica do ângulo do rotor do gerador síncrono. O ângulo é determinado em relação a uma referência girante na velocidade síncrona, que é a frequência angular da microrrede (controlada pela unidade eólica) (LUKASIEWICZ, 2016). O ângulo é determinado por (OLIVEIRA, 2006)

$$\frac{d\delta_g}{dt} = (\bar{\omega}_r - \bar{\omega}_n)\omega_b, \quad (78)$$

onde  $\delta_g$  é o ângulo do rotor do gerador síncrono da unidade diesel,  $\omega_r$  é a velocidade do rotor do gerador síncrono da unidade diesel,  $\bar{\omega}_n$  é a frequência angular da microrrede e  $\omega_b$  é a frequência angular de base.

O motor diesel é modelado pela equação (24), onde o sinal de controle  $u_{pm}$  é uma referência de potência mecânica resultante da estratégia de controle do sistema operando com a unidade eólica no modo de controle *Vf*, que será apresentada no capítulo seguinte.

No que se refere ao sistema de geração da unidade eólica, a velocidade do rotor da turbina é determinada por (25), onde o torque mecânico é dado por  $\bar{T}_m = \bar{P}_t / \bar{\omega}_t$  e o torque elétrico é calculado a partir de (23). Assim como foi descrito na seção anterior, a potência mecânica da turbina  $\bar{P}_t$  é definida em (2).

### 5.2.2 Modelos dos Conversores Estáticos da Unidade Eólica

A topologia dos conversores estáticos da unidade eólica utilizada neste trabalho é do tipo *back-to-back*. O conversor do lado do gerador e o barramento CC

são modelados exatamente como foi apresentado na seção 5.1.2. O conversor do lado da rede, porém, possui malhas de controle projetadas para regular a frequência e a tensão da microrrede. Ambos os conversores estáticos são representados por modelos médios, onde as dinâmicas de comutação são desprezadas.

### 5.2.2.1 Controle do conversor do lado da rede

No modo de controle  $Vf$ , a estrutura de controle pode ser subdividida em duas malhas externas de controle de tensão de eixo direto e de quadratura e duas malhas internas de controle de corrente de eixo direto e de quadratura. O controle da frequência é resultado de uma referência fornecida por uma PLL virtual, tendo como base a velocidade síncrona (LUKASIEWICZ, 2016).

As malhas de controle externas são baseadas em controladores PI. Os sinais de erro das tensões, adicionados nas malhas de controle, são dados por

$$\frac{d\varphi_d}{dt} = \bar{v}_{od,ref} - \bar{v}_{od} \quad (79)$$

e

$$\frac{d\varphi_q}{dt} = \bar{v}_{oq,ref} - \bar{v}_{oq}, \quad (80)$$

onde  $\varphi_d$  e  $\varphi_q$  são as integrais dos erros de tensão de eixo direto e de quadratura,  $\bar{v}_{od,ref}$  e  $\bar{v}_{oq,ref}$  são as referências de tensão de eixo  $d$  e  $q$ ,  $\bar{v}_{od}$  e  $\bar{v}_{oq}$  são as tensões de eixo  $d$  e  $q$  no capacitor do filtro LCL. O controle de tensão é realizado de modo que a magnitude da tensão de referência seja alinhada com o eixo  $D$  do referencial global da microrrede, que será abordado à frente. Assim, a referência de tensão de eixo direto é definida em 1 p.u. ( $\bar{v}_{od,ref} = 1$  p.u.) e a referência de tensão de eixo de quadratura é definida em zero ( $\bar{v}_{oq,ref} = 0$ ) (LUKASIEWICZ, 2016). A saída dos controladores de tensão determina as referências de corrente para as malhas internas da seguinte forma (POGAKU, PRODANOVIC e GREEN, 2007)

$$\bar{i}_{id,ref} = K_{p,vod} (\bar{v}_{od,ref} - \bar{v}_{od}) + K_{i,vod} \varphi_d - \bar{C}_f \bar{v}_{oq} \bar{\omega}_n \quad (81)$$

e

$$\bar{i}_{iq,ref} = K_{p,voq} (\bar{v}_{oq,ref} - \bar{v}_{oq}) + K_{i,voq} \varphi_q + \bar{C}_f \bar{v}_{od} \bar{\omega}_n, \quad (82)$$

onde  $\bar{i}_{id,ref}$  e  $\bar{i}_{iq,ref}$  são as referências de corrente de eixo d e q,  $K_{p,vod}$  e  $K_{i,vod}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador de tensão de eixo d, respectivamente,  $K_{p,voq}$  e  $K_{i,voq}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador de tensão de eixo q, respectivamente. As parcelas  $-\bar{C}_f \bar{v}_{oq} \bar{\omega}_n$  e  $\bar{C}_f \bar{v}_{od} \bar{\omega}_n$  são empregadas para desacoplamento entre os eixos.

As ações de controle resultantes da atuação das malhas internas são dadas por (POGAKU, PRODANOVIC e GREEN, 2007)

$$\bar{v}_{id}^* = K_{p,iid} (\bar{i}_{id,ref} - \bar{i}_{id}) + K_{i,iid} \gamma_d - \bar{i}_{iq} \bar{\omega}_n \bar{L}_f \quad (83)$$

e

$$\bar{v}_{iq}^* = K_{p,iiq} (\bar{i}_{iq,ref} - \bar{i}_{iq}) + K_{i,iiq} \gamma_q + \bar{i}_{id} \bar{\omega}_n \bar{L}_f, \quad (84)$$

onde  $\bar{v}_{id}^*$  e  $\bar{v}_{iq}^*$  são as referências de tensão de eixo d e q fornecidas ao sistema de modulação PWM,  $K_{p,iid}$  e  $K_{i,iid}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador de corrente de eixo d, respectivamente, e  $K_{p,iiq}$  e  $K_{i,iiq}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador de corrente de eixo q, respectivamente,  $\gamma_d$  e  $\gamma_q$  são as integrais dos erros de corrente de eixo d e q, determinadas por (40) e (41), respectivamente. Os termos  $-\bar{i}_{iq} \bar{\omega}_n \bar{L}_f$  e  $\bar{i}_{id} \bar{\omega}_n \bar{L}_f$  são utilizados para desacoplamento entre os eixos (ANAYA-LARA et al., 2009).

O sistema de controle do conversor do lado da rede, formado pelas malhas de controle discutidas, é apresentado na Figura 32.

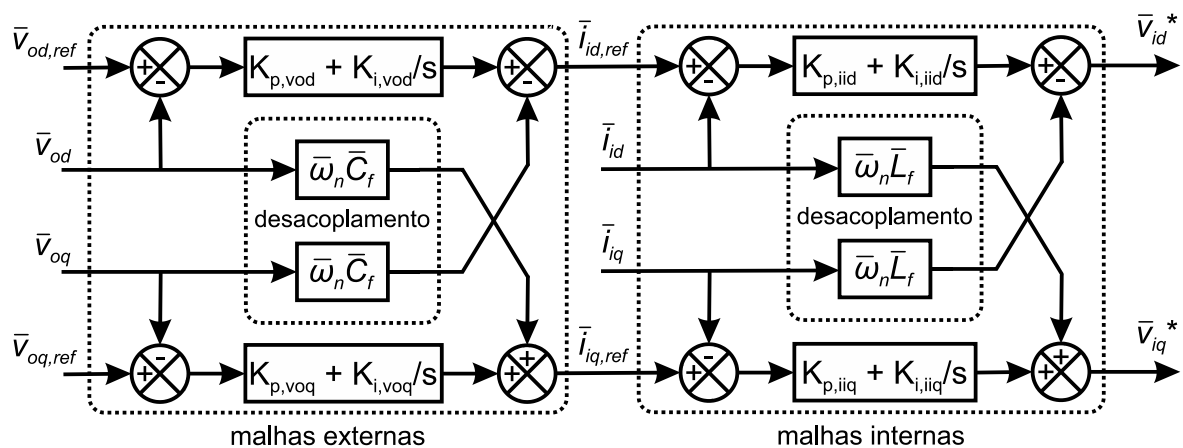


Figura 32 - Diagrama de blocos das malhas de controle do inversor em modo Vf.

### 5.2.3 Modelo do Filtro LCL

O modelo do filtro LCL já foi completamente descrito na seção anterior pelas equações (49)-(54), apenas a variável  $\bar{\omega}_r$  é substituída por  $\bar{\omega}_n$ , pois com a unidade eólica em modo de controle  $Vf$ , a frequência da microrrede é controlada eletronicamente pela PLL virtual.

### 5.2.4 Modelo das Cargas

Assim como foi apresentado na subseção 5.1.4, o modelo das cargas utilizado neste trabalho é obtido pelas equações (55)-(67). Este modelo difere do apresentado por (LUKASIEWICZ, 2016), que considera somente a parcela de carga de impedância constante, enquanto aqui são consideradas também as parcelas de corrente constante e potência constante.

### 5.2.5 Referencial Comum para o Sistema

De forma análoga ao modelo da microrrede com o gerador diesel em modo de controle  $Vf$ , no modelo apresentado nesta seção as variáveis são referenciadas a um sistema de coordenadas global, um referencial comum para o sistema. Como a unidade eólica opera controlando a tensão e a frequência da microrrede, o referencial global é definido como sendo o referencial local do inversor, alinhando a tensão no capacitor do filtro LCL com o eixo  $D$  do referencial global (LUKASIEWICZ, 2016). Desta forma, a mudança de referencial é feita para as variáveis que conectam o modelo do gerador síncrono da unidade diesel em seu referencial próprio com o restante do sistema no referencial global, conforme ilustra a Figura 33. A transformação do referencial local para o referencial global é dada por (68), enquanto que a transformação global para local é escrita em (69).

Na Figura 34 é mostrada a representação do sistema de coordenadas. Os eixos  $D$  e  $Q$  representam o referencial global, enquanto que os eixos  $d_i$  e  $q_i$

representam o referencial local do inversor (coincidente com o referencial global), ambos girando na frequência angular  $\bar{\omega}_n$ , e os eixos  $d_g$  e  $q_g$  representam o referencial local do gerador a diesel, girando na velocidade do rotor ( $\bar{\omega}_r$ ). O ângulo  $\delta_t$  é o ângulo entre o eixo  $D$  do referencial global e o eixo  $q_i$  do referencial local do inversor, determinado a partir de

$$\delta_t = \delta_g + \delta_0, \tag{85}$$

onde  $\delta_0$  é a abertura angular entre a magnitude das tensões no capacitor do filtro LCL e a tensão na barra de carga/geração. O ângulo  $\delta_0$  pode ser obtido por (LUKASIEWICZ, 2016)

$$\delta_0 = \tan^{-1} \left( \frac{-\bar{i}_{od}\bar{\omega}_n\bar{L}_c - \bar{i}_{oq}\bar{R}_c + \bar{v}_{oq}}{\bar{i}_{oq}\bar{\omega}_n\bar{L}_c - \bar{i}_{od}\bar{R}_c + \bar{v}_{od}} \right) \tag{86}$$

e o ângulo  $\theta$  é determinado em (70).

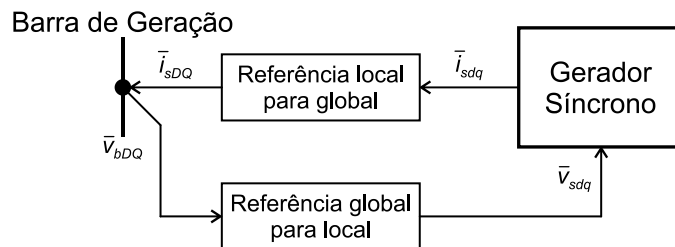


Figura 33 - Diagrama ilustrativo da transformação de referencial no modelo do gerador síncrono da unidade diesel.

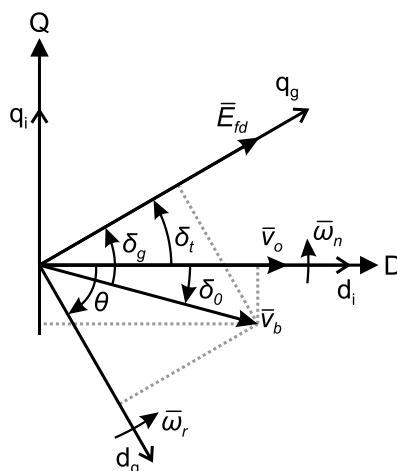


Figura 34 - Representação do sistema de coordenadas com a unidade eólica em modo Vf.

De acordo com o que foi apresentado, é possível determinar as equações que realizam as transformações de referencial das variáveis de conexão entre os dois sistemas de referência. As correntes do estator do gerador síncrono da unidade diesel são transformadas do referencial local do gerador para o referencial da microrrede por

$$\bar{i}_{sD} = \bar{i}_{ds} \cos \theta + \bar{i}_{qs} \sin \theta \quad (87)$$

e

$$\bar{i}_{sQ} = -\bar{i}_{ds} \sin \theta + \bar{i}_{qs} \cos \theta, \quad (88)$$

onde  $\bar{i}_{sD}$  e  $\bar{i}_{sQ}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  do gerador diesel no referencial global,  $\bar{i}_{ds}$  e  $\bar{i}_{qs}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  do gerador diesel no referencial local do gerador. As tensões da barra, por sua vez, são transformadas do referencial global para o referencial local do gerador a diesel como

$$\bar{v}_{ds} = \bar{v}_{bD} \cos \theta - \bar{v}_{bQ} \sin \theta \quad (89)$$

e

$$\bar{v}_{qs} = \bar{v}_{bD} \sin \theta + \bar{v}_{bQ} \cos \theta, \quad (90)$$

onde  $\bar{v}_{ds}$  e  $\bar{v}_{qs}$  são as tensões de eixo  $d$  e  $q$  do estator do gerador a diesel no referencial local,  $\bar{v}_{bD}$  e  $\bar{v}_{bQ}$  são as tensões de eixo  $d$  e  $q$  da barra de geração no referencial global.

### 5.2.6 Representação do Modelo Não Linear

O modelo não linear do sistema possui um total de 30 variáveis de estado, sendo possível escrever o vetor de estados como

$$\mathbf{x} = \left[ \bar{i}_{ds} \quad \bar{i}_{qs} \quad \bar{i}_{fds} \quad \bar{E}_{fds} \quad \bar{\omega}_r \quad \delta_g \quad \bar{P}_m \quad \bar{i}_{dw} \quad \bar{i}_{qw} \quad \bar{i}_{fdw} \quad \bar{E}_{fdw} \quad \bar{\omega}_t \quad \alpha_t \quad \zeta_d \quad \zeta_q \quad \bar{V}_{cc} \quad \varphi_d \quad \varphi_q \quad \dots \right. \\ \left. \dots \gamma_d \quad \gamma_q \quad \bar{i}_{id} \quad \bar{i}_{iq} \quad \bar{v}_{od} \quad \bar{v}_{oq} \quad \bar{i}_{od} \quad \bar{i}_{oq} \quad \bar{i}_{dLi} \quad \bar{i}_{qLi} \quad \bar{i}_{dLp} \quad \bar{i}_{qLp} \right], \quad (91)$$

onde  $\bar{i}_{ds}$  e  $\bar{i}_{qs}$  são as correntes de eixo direto e de quadratura do gerador síncrono da unidade diesel,  $\bar{i}_{fds}$  e  $\bar{E}_{fds}$  são a corrente e a tensão do enrolamento de campo do gerador síncrono da unidade diesel, respectivamente,  $\bar{\omega}_r$  é a frequência angular do rotor do gerador diesel,  $\bar{\delta}_g$  é o ângulo do rotor do gerador diesel,  $\bar{P}_m$  é a potência mecânica do gerador diesel,  $\bar{i}_{dw}$  e  $\bar{i}_{qw}$  são as correntes de eixo direto e de quadratura do gerador síncrono da unidade eólica,  $\bar{i}_{fdw}$  e  $\bar{E}_{fdw}$  são a corrente e a tensão do enrolamento de campo do gerador síncrono da unidade eólica, respectivamente,  $\bar{\omega}_t$  é a velocidade do rotor da turbina eólica,  $\alpha_t$  é a integral do erro de velocidade da unidade eólica,  $\zeta_d$  e  $\zeta_q$  são as integrais do erro de corrente de eixo  $d$  e  $q$  das malhas de controle do retificador,  $\bar{V}_{cc}$  é a tensão no barramento CC,  $\varphi_d$  e  $\varphi_q$  são as integrais do erro de tensão no barramento CC e de potência reativa das malhas de controle do inversor, respectivamente,  $\gamma_d$  e  $\gamma_q$  são as integrais do erro de corrente de eixo  $d$  e  $q$  das malhas de controle do inversor,  $\bar{i}_{id}$  e  $\bar{i}_{iq}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  de saída do inversor no indutor de filtragem do filtro LCL,  $\bar{v}_{od}$  e  $\bar{v}_{oq}$  são as tensões de eixo  $d$  e  $q$  no capacitor do filtro LCL,  $\bar{i}_{od}$  e  $\bar{i}_{oq}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  no indutor de acoplamento do filtro LCL,  $\bar{i}_{dLi}$  e  $\bar{i}_{qLi}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  da carga de corrente constante,  $\bar{i}_{dLp}$  e  $\bar{i}_{qLp}$  são as correntes de eixo  $d$  e  $q$  da carga de potência constante.

## 6 ESTRATÉGIAS DE OPERAÇÃO E CONTROLE PROPOSTAS

As estratégias de controle e operação propostas nesse trabalho foram formuladas considerando duas formas distintas de operação da microrrede: operação com o gerador diesel em modo de controle *Vf* e operação com a unidade eólica em modo de controle *Vf*. Conforme discutido no Capítulo 3, o processo de restabelecimento é composto pelas seguintes etapas: 1) *self-start* da unidade de geração responsável pelo controle de tensão e frequência da microrrede; 2) energização da barra de geração; 3) partida e sincronismo dos demais geradores; e 4) energização da rede elétrica da microrrede. Neste trabalho, as três primeiras etapas do processo de restabelecimento serão apresentadas de forma agrupada, pois elas não se configuram como um desafio técnico e não são a principal contribuição desse trabalho. A etapa 4 será analisada e apresentada de forma individual, pois trata-se da fase mais crítica do restabelecimento da microrrede, devido ao grande desbalanço de potência decorrente da energização das cargas da microrrede. O foco está nesta etapa, que é a maior contribuição do trabalho.

Neste capítulo, inicialmente são apresentadas as estratégias operacionais e de controle na condição em que o gerador diesel opera no modo de controle *Vf*. Em seguida serão expostas as estratégias na condição em que a unidade eólica opera em modo de controle *Vf*. Na sequência é apresentada uma análise da energia cinética disponível na unidade eólica e da margem de potência de acordo com a condição de vento, o que permite avaliar o potencial de contribuição da unidade eólica para a regulação de frequência com o uso do controle proposto. Por fim, será apresentada a formulação do problema de controle e a metodologia adotada para o projeto dos controladores propostos.

### 6.1 GERADOR DIESEL OPERANDO NO MODO DE CONTROLE *VF*

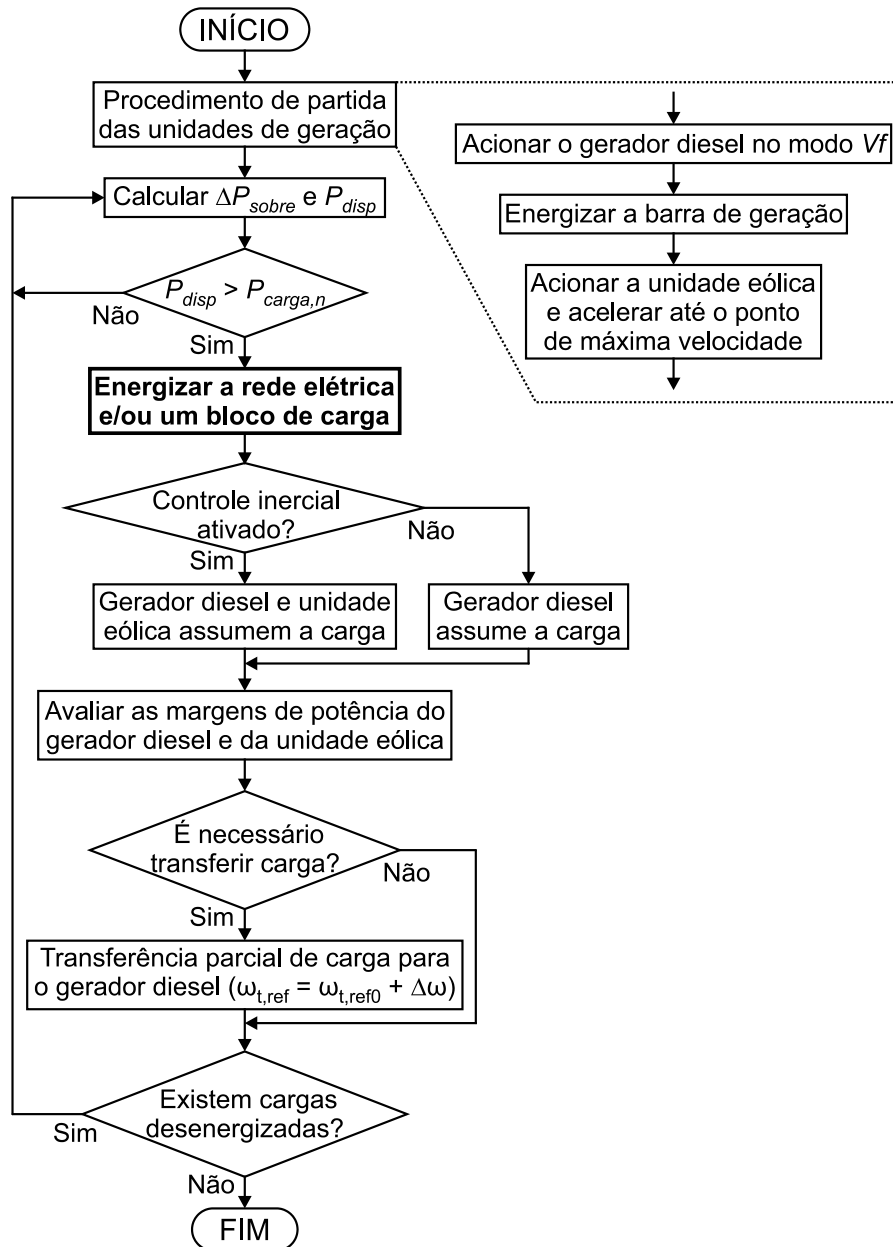
Inicialmente aborda-se nesta seção as características operacionais do processo de partida e na sequência são abordados diversos aspectos do controle inercial proposto para a unidade eólica de geração.



A estratégia operacional proposta para o restabelecimento da microrrede, considerando o gerador diesel operando no modo de controle  $Vf$ , prevê que o gerador diesel seja a unidade responsável pelo início do processo. Isso se justifica pela capacidade de auto-partida do gerador diesel e pela capacidade de controlar frequência e tensão. Conforme apresentado na Figura 23, o controle de frequência do gerador diesel é do tipo isócrono, que elimina o erro de frequência em regime permanente. Durante a energização da rede elétrica da microrrede, a unidade eólica também contribuirá para o controle da frequência através de um controle inercial, implementado por meio de malhas de controle suplementares, explorando a região de operação de sobrevelocidade. As etapas que são propostas para serem executadas durante o restabelecimento são mostradas no fluxograma da Figura 35.

Com a microrrede ilhada e desligada, é dado início ao processo de restabelecimento. Inicialmente o gerador diesel é acionado, energizando a barra de carga (a chave  $S_1$  da Figura 18 é fechada), alimentando a carga local e regulando a tensão e frequência da parte energizada do sistema. No caso da inexistência de uma carga local, uma carga auxiliar (em inglês, *dump load*) é necessária para absorver a potência gerada pela unidade eólica durante a partida. A partir do momento em que a barra de geração encontra-se com frequência e tensão nominais, a unidade eólica é acionada, conectada à barra de geração (fecha-se a chave  $S_2$  da Figura 18) e acelerada até sua velocidade máxima, na região de sobrevelocidade.

Estando a unidade eólica com o rotor na velocidade máxima e a tensão do barramento CC regulada, fornecendo para a barra de geração uma determinada potência inicial, são calculadas a margem de potência disponível na região de sobrevelocidade da unidade eólica,  $\Delta P_{sobre}$ , e a potência disponível para geração considerando ambas as unidades,  $P_{disp}$ . As equações usadas para calcular estas duas variáveis são apresentadas na Seção 6.3. Se a potência disponível para a geração for superior à potência estimada da carga, a rede elétrica da microrrede é energizada (fecha-se a chave  $S_3$  da Figura 18). A estimativa da carga a ser energizada é normalmente feita pelo operador do sistema através de estudos prévios. Nesta operação é acionado o bloco de carga 1, que representa as cargas não controláveis (cargas em que não é possível controlar a conexão ou desconexão com o barramento de baixa tensão).



**Figura 35 - Fluxograma do processo de restabelecimento da microrrede com o gerador diesel operando em modo de controle Vf.**

A execução desta etapa pode resultar em uma variação de carga de grande magnitude, provocando uma elevada taxa de variação da frequência. O controle inercial proposto atua neste momento, possibilitando que a unidade eólica colabore de forma efetiva e significativa com o controle de frequência. Assim, tanto o gerador diesel quanto a unidade eólica assumem a carga demandada pela microrrede. Durante a contribuição inercial da unidade eólica, caso a velocidade da turbina atinja a velocidade correspondente ao PMP, o controle inercial proposto é desativado para evitar que a turbina entre na região de subvelocidade, onde ocorreria a redução na potência mecânica da turbina.

Após a frequência e a tensão da microrrede terem sido reguladas de forma a permanecerem nas vizinhanças do valor de referência, as demais cargas da microrrede serão energizadas de forma sequencial. A margem de potência de ambas as unidades de geração é calculada para verificar a necessidade de realizar uma transferência parcial de carga da unidade eólica para o gerador diesel. Se a transferência de carga for necessária, a referência de velocidade da turbina eólica é alterada suavemente. A transferência de carga é necessária quando o ponto de operação da unidade eólica após a contribuição inercial está próximo ao ponto de máxima potência, indicando que a margem de potência e a energia cinética que pode ser extraída em uma nova contribuição inercial são baixas.

Antes de uma chave  $S_{cn}$  (Figura 18) ser fechada para alimentar uma nova carga,  $P_{disp}$  é recalculada para comparar se a carga estimada pode ser suprida pela geração. Se a potência disponível for suficiente, o processo continua até que todas as cargas sejam energizadas, concluindo o processo de restabelecimento do sistema.

A estratégia de controle proposta para o restabelecimento da microrrede com o gerador diesel em modo de controle  $V_f$  baseia-se em duas malhas de controle suplementares a serem adicionadas às malhas de controle do retificador e do inversor da unidade eólica. As ações dos controladores propostos baseiam-se no erro de frequência do sistema. O objetivo é extrair energia cinética armazenada no rotor da unidade eólica e fornecê-la ao sistema, por meio da desaceleração da turbina eólica, para contribuir com a regulação de frequência na ocorrência de variações positivas de carga. Neste modo de operação, o controle suplementar é necessário pela possibilidade de ocorrência de grandes desvios de frequência devido à baixa inércia do gerador diesel. Além da baixa inércia, dependendo da potência das cargas energizadas, o gerador diesel pode não ser capaz de alimentar sozinho o conjunto de cargas energizadas, sendo necessário o auxílio da unidade eólica de geração. Entretanto, a contribuição por parte da unidade eólica requer o uso do controle suplementar proposto.

O controle inercial proposto atua sobre a malha de controle de velocidade adicionada ao retificador da unidade eólica, de forma a reduzir a referência de velocidade, o que resulta em uma maior extração de potência ativa do gerador da unidade eólica durante o processo de desaceleração da turbina eólica. O controle

proposto atua também na malha de controle de tensão do barramento CC do inversor, forçando o inversor a injetar uma maior potência na rede a partir da extração temporária de parte da energia elétrica armazenada no barramento CC. Os detalhes de como essas ações são possíveis são apresentados na sequência.

Antes de apresentar os controladores propostos para as malhas de controle suplementares citadas, é interessante analisar o fluxo de energia entre os componentes do sistema e a respectiva influência do controle inercial. Em sistemas de baixa inércia, como as microrredes ilhadas, devido ao ROCOF elevado, pequenos atrasos no suprimento de energia por parte das unidades de geração que atuam no controle de frequência podem implicar em um afundamento de frequência elevado (LALOR, MULLANE e O'MALLEY, 2005). Portanto, para contribuir com a regulação de frequência, a energia cinética extraída do rotor durante a desaceleração deve ser fornecida à microrrede o mais rápido possível, para que o afundamento de frequência seja reduzido.

A Figura 36 mostra o fluxo de energia na unidade eólica e os atrasos de tempo relacionados com a operação de cada componente da unidade eólica. A energia cinética extraída do rotor ( $E_c$ ) é convertida em energia elétrica ( $E_{GS}$ ) pelo gerador síncrono, incidindo nesta conversão um atraso referente aos transitórios eletromagnéticos. Na sequência é feita a conversão da energia elétrica gerada em corrente alternada para corrente contínua pelo retificador, resultando na energia de entrada do barramento CC ( $E_{cc,in}$ ). Nesta etapa o atraso é decorrente da atuação das malhas de controle do retificador e comutação dos dispositivos semicondutores. A dinâmica de carga e descarga do capacitor do barramento CC, que se manifesta através da tensão  $V_{cc}$ , insere um atraso de tempo no fluxo de energia na unidade eólica mais significativo que os anteriores. A energia de saída do barramento CC ( $E_{cc,out}$ ) passa pela etapa de conversão de CC para CA no inversor e dá origem à energia de saída do inversor ( $E_{inv,out}$ ), onde outro atraso de tempo referente à atuação do conversor tem incidência. A energia de saída do inversor passa então pela etapa de filtragem para então dar origem à energia entregue à rede pela unidade eólica ( $E_{rede}$ ), onde a dinâmica natural dos componentes do filtro origina o atraso de tempo observado. Na Figura 36, os dois sinais que incidem sobre os

conversores da unidade eólica,  $AC_{iner,1}$  e  $AC_{iner,2}$ , são os sinais resultantes das malhas de controle propostas nesse trabalho.

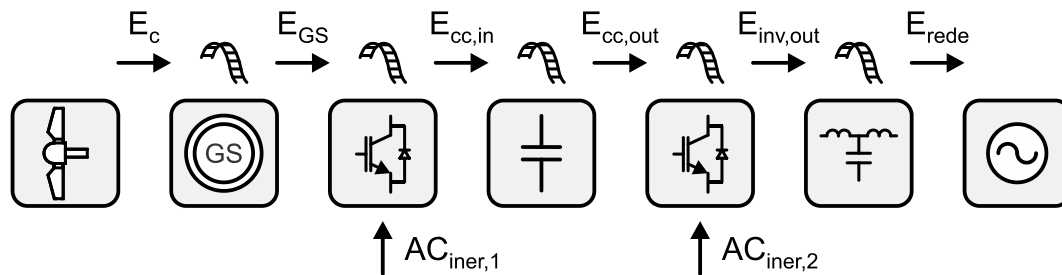
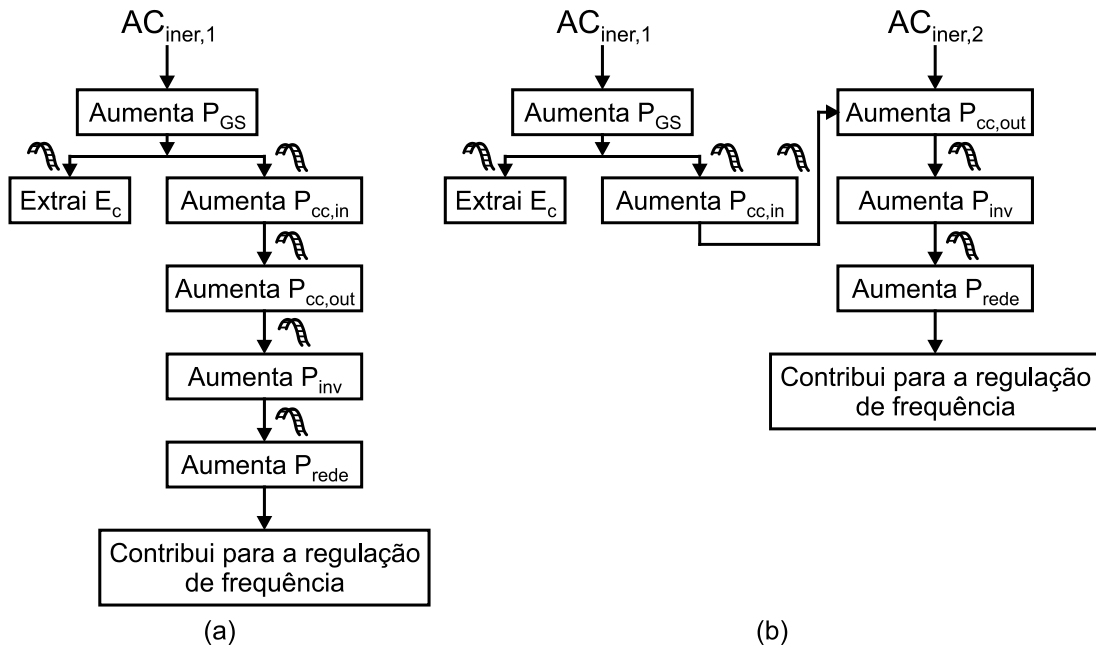


Figura 36 - Fluxo de energia na unidade eólica.

O atraso de tempo total natural da operação da unidade eólica pode ser significativo e pode influenciar negativamente a contribuição para o controle de frequência da microrrede. De forma a minimizar este impacto negativo, uma das malhas de controle suplementares propostas visa adiantar o fornecimento de energia à rede e contribuir para a regulação de frequência de forma rápida e significativa. A ação de controle  $AC_{iner,1}$  é responsável por promover o aumento da potência gerada e, por consequência, a extração de energia cinética da turbina eólica. Já a ação de controle  $AC_{iner,2}$  possui a função de antecipar o fornecimento de energia para a rede, aumentando a retirada de energia do barramento CC de forma coordenada com o aumento do fornecimento de energia para o barramento CC.

Na Figura 37 é representada a sequência dos eventos dinâmicos inerentes à atuação do controle inercial. Uma comparação é feita analisando a atuação individual de  $AC_{iner,1}$  e a atuação em conjunto de  $AC_{iner,1}$  e  $AC_{iner,2}$ . Na Figura 37.a, verifica-se que desde a atuação de  $AC_{iner,1}$  até a contribuição da unidade eólica para a regulação de frequência, somam-se praticamente todos os atrasos de tempo relativos à operação dos componentes da unidade eólica. Já na Figura 37.b, a atuação em conjunto das duas ações de controle faz com que somente a atuação do inversor e do filtro da unidade eólica atrasem a contribuição inercial, pois  $AC_{iner,2}$  antecipa a extração de energia do barramento CC.



**Figura 37 - Ilustração da sequência dos eventos dinâmicos inerentes à atuação do controle inercial: (a) somente  $AC_{iner,1}$ ; (b)  $AC_{iner,1}$  e  $AC_{iner,2}$  atuando em conjunto.**

A Figura 38.a mostra os controladores suplementares propostos para a realização do controle inercial. A Figura 38.b mostra a inclusão do sinal de controle  $AC_{iner,1}$  nas malhas de controle típicas do retificador da unidade eólica e a Figura 38.c mostra a adição do sinal  $AC_{iner,2}$  nas malhas de controle típicas do inversor. A parcela derivativa dos controladores tem o objetivo de gerar uma ação de controle baseada no ROCOF. A parcela integral de  $AC_{iner,1}$  é necessária para manter a velocidade da turbina em regime permanente em um valor menor do que a velocidade máxima da turbina, contribuindo assim de forma permanente para a divisão de carga entre a unidade eólica e o gerador síncrono convencional. Os controladores derivativos possuem um filtro de primeira ordem na entrada para atenuação de ruídos que podem provocar oscilações na saída dos controladores.

É importante destacar que o sinal de controle inserido nas malhas de controle do inversor ( $AC_{iner,2}$ ) tem atuação apenas enquanto houver erro de frequência e durante períodos transitórios, devido à ação proporcional-derivativa do controlador proposto. Conforme dito previamente, sua função é apenas antecipar de forma temporária a injeção de potência ativa na microrrede e a contribuição da unidade eólica para a regulação de frequência, o que ocorre por meio de um deslocamento temporário da referência de tensão ( $V_{cc,ref}$ ). Com o sinal  $AC_{iner,2}$ , incluído no inversor (Figura 38.c), o efeito detrimental dos atrasos de tempo

inerentes às malhas de controle e aos elementos anteriores ao inversor é mitigado pela rápida ação do inversor.

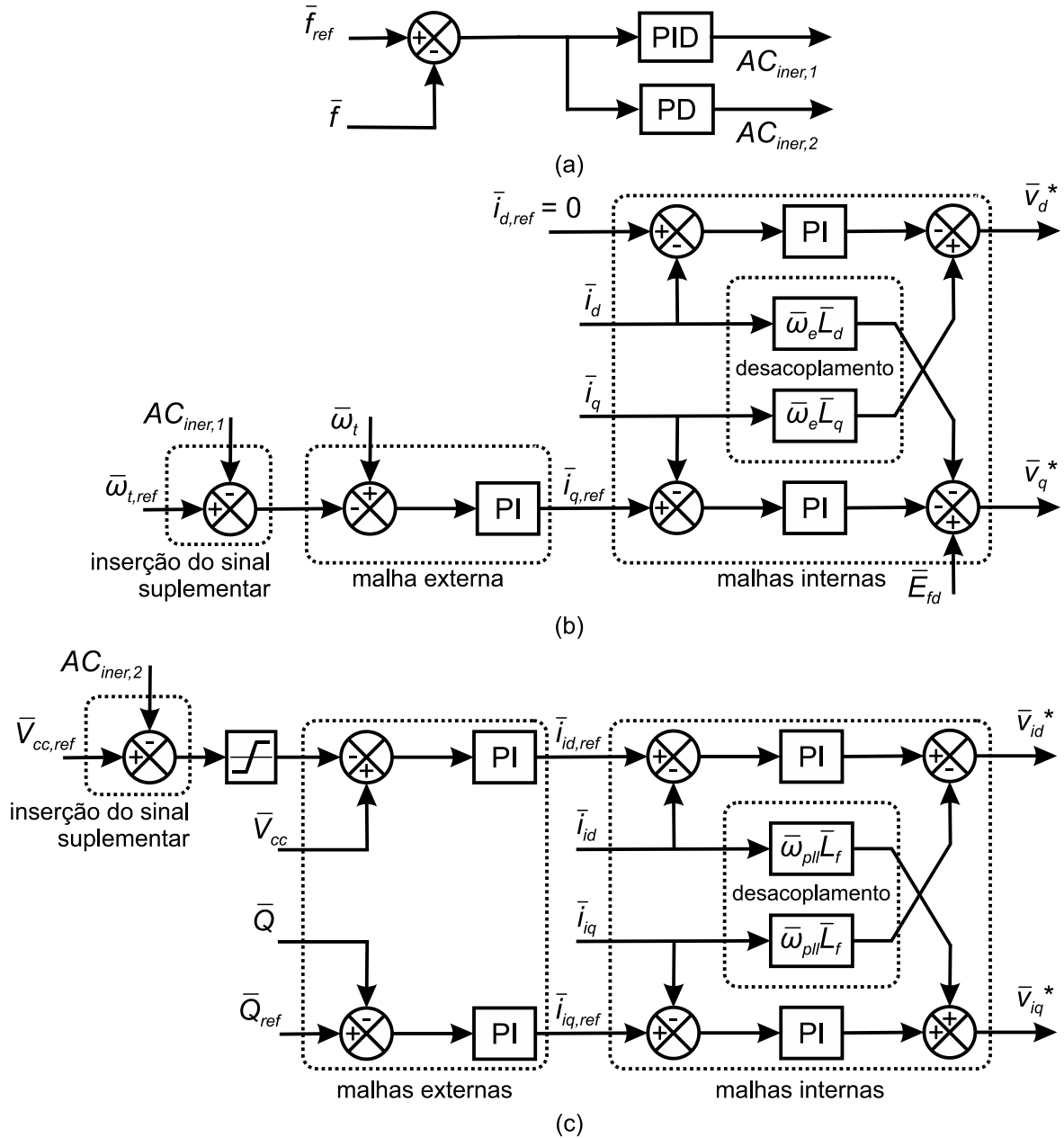


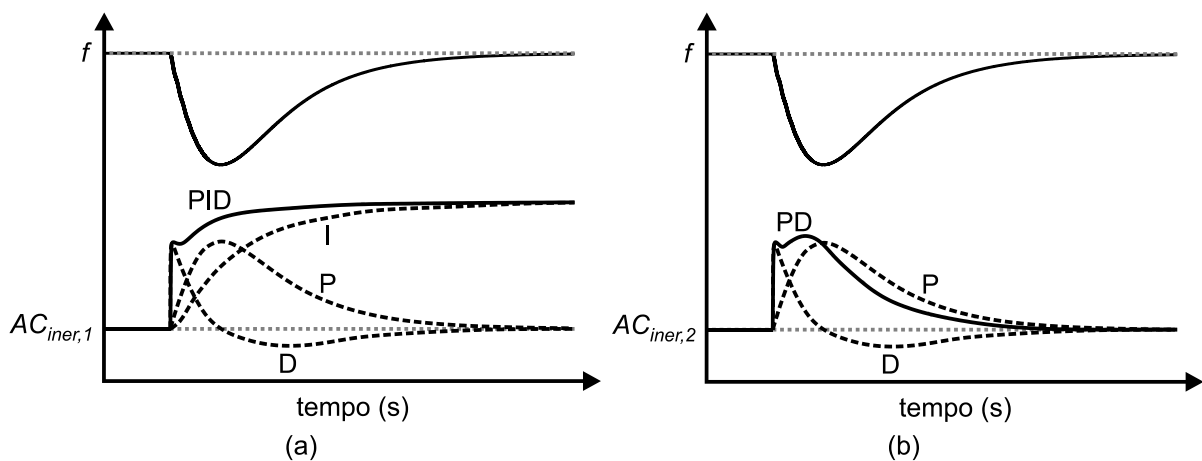
Figura 38 - Malhas de controle da unidade eólica com a inclusão do controle proposto: (a) controlador inercial proposto; (b) retificador da unidade eólica; (c) inversor da unidade eólica.

### 6.1.1 Análise de Atuação e Coordenação das Malhas de Controle Propostas

De forma a proporcionar um melhor entendimento acerca das malhas de controle propostas neste trabalho para o restabelecimento da microrrede na

condição em que o gerador diesel opera em modo de controle  $V_f$ , será feita uma análise da atuação das ações dos controladores propostos. A atuação das malhas de controle será analisada qualitativamente, de forma individual e em conjunto, tomando como base o comportamento aproximado de cada ação de controle e seu impacto nas variáveis de interesse. É importante mencionar que as análises são feitas considerando variações de carga determinísticas, sem considerar a ocorrência de flutuações de carga posteriormente à energização da rede.

A ação de controle  $AC_{iner,1}$  é composta por uma parcela proporcional (P), uma parcela integral (I) e uma parcela derivativa (D). Tomando como base uma resposta típica da frequência após um degrau de carga, podemos estimar o comportamento de cada parcela da ação de controle e conseqüentemente a ação de controle completa, como ilustrado na Figura 39.a. Já a ação de controle  $AC_{iner,2}$  é composta por uma parcela proporcional e uma parcela derivativa, sendo seu comportamento esperado representado na Figura 39.b. A partir da resposta esperada das ações de controle, suas atuações podem ser previstas para analisar a contribuição e a importância de cada uma na regulação de frequência da microrrede.



**Figura 39 - Resposta estimada da ação dos controladores propostos: (a) ação de controle  $AC_{iner,1}$ ; (b) ação de controle  $AC_{iner,2}$ .**

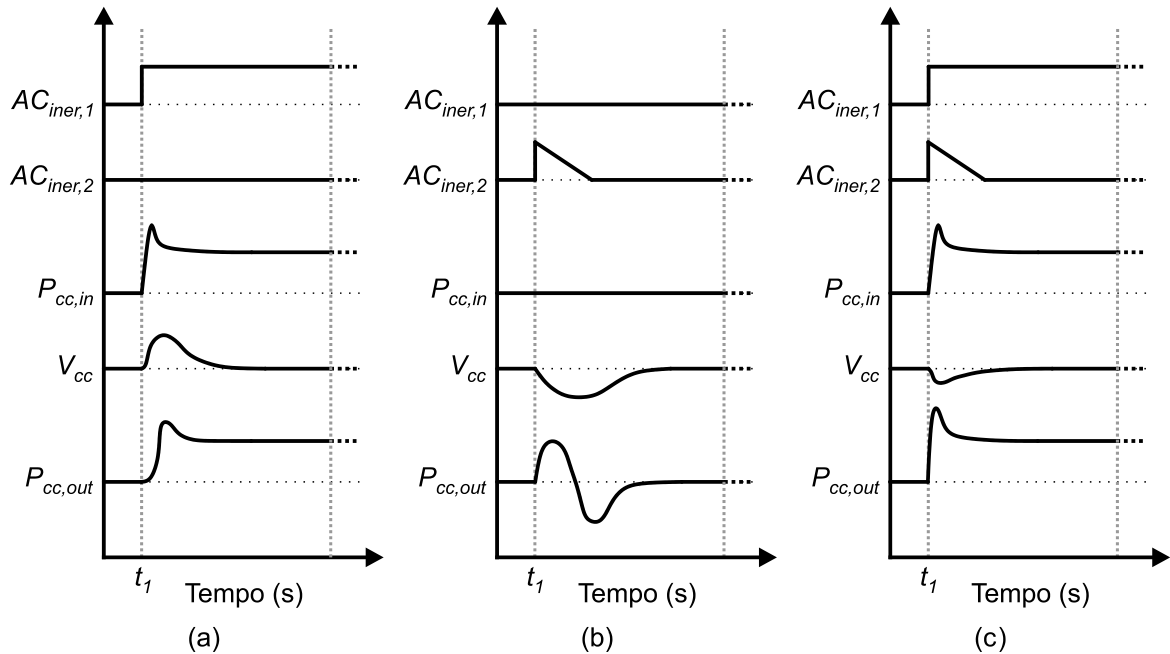
A Figura 40 ilustra o impacto estimado das ações de controle  $AC_{iner,1}$  e  $AC_{iner,2}$  na potência extraída do gerador da unidade eólica, que é a potência de entrada do barramento CC ( $P_{cc,in}$ ), na tensão do barramento CC ( $V_{cc}$ ) e na potência entregue à rede pela unidade eólica, que é aproximadamente igual à potência de saída do barramento CC ( $P_{cc,out}$ ). Na Figura 40.a pode ser observado o efeito



individual da ação de controle  $AC_{iner,1}$ , aproximada por uma função do tipo degrau. O deslocamento na referência de velocidade da turbina eólica provoca o aumento da potência extraída do gerador, desacelerando o rotor e mudando o ponto de operação da turbina para um ponto de maior potência mecânica, fazendo com que  $P_{cc,in}$  aumente. O aumento de  $P_{cc,in}$  provoca um aumento temporário na tensão  $V_{cc}$ , implicando no aumento da potência entregue à rede,  $P_{cc,out}$ , e colaborando para a regulação de frequência. Nota-se um atraso de tempo entre o início da atuação de  $AC_{iner,1}$ , a partir do desvio de frequência, e o aumento de  $P_{cc,out}$ , implicando em um atraso na contribuição da unidade eólica para a regulação de frequência. O objetivo da ação de controle  $AC_{iner,2}$  é eliminar este atraso para que a unidade eólica contribua com a regulação de frequência de forma mais rápida, diminuindo o afundamento de frequência da microrrede.

Na Figura 40.b pode ser observado o efeito individual da ação de controle  $AC_{iner,2}$ , aproximada por um período de um sinal do tipo dente de serra decrescente. Como a atuação da ação de controle ocorre somente no inversor da unidade eólica, este controlador não interfere na potência de entrada do barramento CC. Porém, a potência de saída do barramento CC eleva-se, devido ao deslocamento temporário na referência de tensão do barramento CC ( $V_{cc,ref}$ ) provocado por  $AC_{iner,2}$ , e  $V_{cc}$  diminui, conseqüentemente. Como o deslocamento de  $V_{cc,ref}$  é temporário, a malha de controle de  $V_{cc}$  do inversor atua diminuindo  $P_{cc,out}$  para retornar a tensão ao valor de referência, após a atuação do controle suplementar proposto. Neste caso, a contribuição para o controle de frequência ocorre de forma temporária, mas proporciona redução no ROCOF e no afundamento de frequência. Porém, a unidade eólica não participa do compartilhamento de carga do sistema, e volta a fornecer a potência inicial quando o erro de frequência é eliminado.

Analisando a ação em conjunto dos sinais de controle  $AC_{iner,1}$  e  $AC_{iner,2}$ , conforme ilustrado na Figura 40.c, é possível observar que  $P_{cc,out}$  além de aumentar imediatamente após o desvio de frequência, devido ao efeito de  $AC_{iner,1}$ , também assume um valor de regime superior ao valor inicial, devido ao efeito de  $AC_{iner,2}$ . Desta forma a contribuição inercial da unidade eólica para a regulação de frequência ocorre de forma rápida e permanente, reduzindo o afundamento de frequência.



**Figura 40 - Impacto estimado das ações de controle dos controladores suplementares propostos.**

A magnitude das ações de controle  $AC_{iner,1}$  e  $AC_{iner,2}$  precisam ser coordenadas para que não ocorra uma variação muito grande na tensão do barramento CC da unidade eólica, o que pode causar o desligamento dos conversores. Além da coordenação da atuação das duas malhas de controle também utiliza-se um limitador para a atuação de  $AC_{iner,2}$ , de forma a evitar a ocorrência de grandes desvios na tensão do barramento CC. Para que as duas malhas de controle atuem de forma coordenada, o projeto dos ganhos dos controladores é realizado considerando a atuação conjunta de ambas as malhas de controle. A metodologia de projeto dos controladores propostos será apresentada na Seção 6.4.

## 6.2 UNIDADE EÓLICA NO MODO DE CONTROLE VF

Na estratégia operacional proposta para a realização do restabelecimento da microrrede na condição em que a unidade eólica opera em modo de controle Vf, a unidade eólica é responsável pelo início do processo de energização da microrrede. Para a energização da microrrede, o gerador diesel, através de uma

malha de controle suplementar proposta por Lukasiewicz (2016), fica responsável pelo controle da tensão do barramento CC da unidade eólica. Isso é necessário pois o inversor da unidade eólica é responsável por regular a tensão e a frequência da microrrede e não é capaz de controlar  $V_{cc}$ . No entanto, a unidade eólica também contribuirá para a regulação da tensão no barramento CC através de um controle inercial, implementado por meio de uma malha de controle suplementar inserida às malhas de controle do retificador. As etapas principais propostas para serem executadas durante o restabelecimento são mostradas no fluxograma da Figura 41.

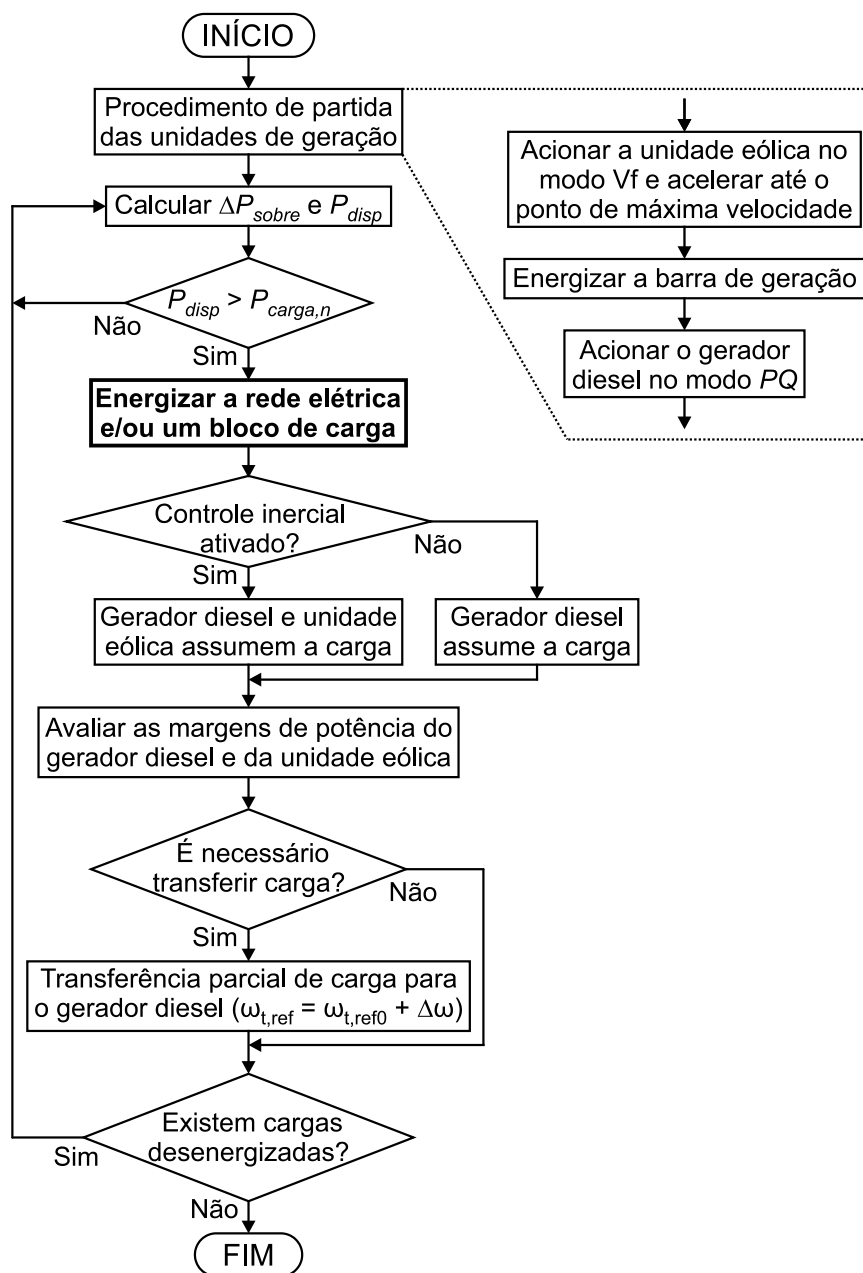


Figura 41 - Fluxograma do processo de restabelecimento da microrrede com a unidade eólica operando em modo de controle Vf.

Com a microrrede ilhada e desligada, é dado início ao processo de restabelecimento. Inicialmente a unidade eólica é acionada, acelerada até a região de sobrevelocidade, e a barra de geração é energizada. O gerador diesel é então acionado, sincronizado e conectado à barra de geração, compartilhando a carga local com a unidade eólica.

Na sequência do processo de restabelecimento, a rede elétrica da microrrede é energizada, acionando-se o bloco de carga 1. Neste caso, a energização da carga provoca uma elevada taxa de variação da tensão no barramento CC (ROCOV), demandando que as unidades de geração realizem o balanço de potências do sistema para que a tensão no barramento CC retorne à referência sem ultrapassar os limites de operação dos conversores da unidade eólica. O controle inercial proposto atua neste momento possibilitando que a unidade eólica também colabore com o controle da tensão no barramento CC. Além de regularem a tensão do barramento CC, ambas as unidades de geração também assumem a carga demandada pela microrrede.

Depois que a rede elétrica da microrrede é energizada e após a tensão no barramento CC da unidade eólica ter sido regulada, de forma a permanecer nas vizinhanças do valor de referência, as demais cargas da microrrede são energizadas de forma sequencial até o restabelecimento total da microrrede.

Com a unidade eólica operando em modo de controle  $V_f$ , a estratégia de controle proposta para o restabelecimento da microrrede baseia-se em duas malhas de controle suplementares. Estas malhas são adicionadas às malhas de controle do gerador diesel e do retificador da unidade eólica, cujas ações de controle baseiam-se no erro de tensão do barramento CC. A primeira malha de controle suplementar é inserida nas malhas de controle do gerador diesel e é responsável por habilitar o gerador diesel a contribuir com a regulação de tensão do barramento CC, fornecendo mais potência ao sistema e induzindo o inversor da unidade eólica a reduzir a potência extraída do barramento CC (LUKASIEWICZ, OLIVEIRA e DRANKA, 2015). Nesse caso, o gerador diesel opera em modo de controle  $PQ$ , onde a malha de controle suplementar atua na referência da potência ativa injetada na rede. A segunda malha de controle suplementar é adicionada às malhas de controle do retificador da unidade eólica, formando o controle inercial neste modo de operação da microrrede. Assim como no caso em que o gerador diesel controla  $V_f$ , o objetivo desta malha de controle é aproveitar a energia cinética disponível na turbina

eólica através da desaceleração da turbina. Nesse caso, a energia cinética, ao invés de regular a frequência do sistema, regula a tensão no barramento CC da unidade eólica, pois o controle de frequência não é um problema nesse modo de operação.

É importante mencionar que nesse modo de operação toda variação de carga é assumida automaticamente pela unidade eólica, pelo fato do conversor do lado da rede operar no modo de controle  $V_f$ . As variações de carga no sistema afetam de forma significativa a tensão no barramento CC (LUKASIEWICZ, OLIVEIRA e DRANKA, 2015).

Durante a energização das cargas da microrrede o inversor da unidade eólica passa a extrair do barramento CC a potência necessária para suprir a demanda da carga, o que resulta em uma queda na tensão do barramento CC. O controle inercial proposto atua a partir do erro de tensão do barramento CC para diminuir a referência de velocidade da turbina e aumentar a potência elétrica extraída do gerador. Durante a desaceleração da turbina eólica a potência mecânica disponível no eixo da turbina aumenta e, conseqüentemente, a potência entregue ao barramento CC aumenta. Esta malha de controle suplementar também é necessária para auxiliar o gerador diesel a evitar que a tensão no barramento CC reduza a ponto de causar o desligamento do conversor.

A Figura 42.a mostra o controlador suplementar proposto, onde a ação de controle resultante é denominada de  $AC_{iner,1}$ , assim como no outro modo de controle. A Figura 42.b mostra a inclusão do sinal de controle  $AC_{iner,1}$  nas malhas de controle do retificador da unidade eólica e a Figura 42.c mostra a malha de controle suplementar que atua na malha de controle de potência ativa do gerador diesel, baseada no erro de  $V_{cc}$ .

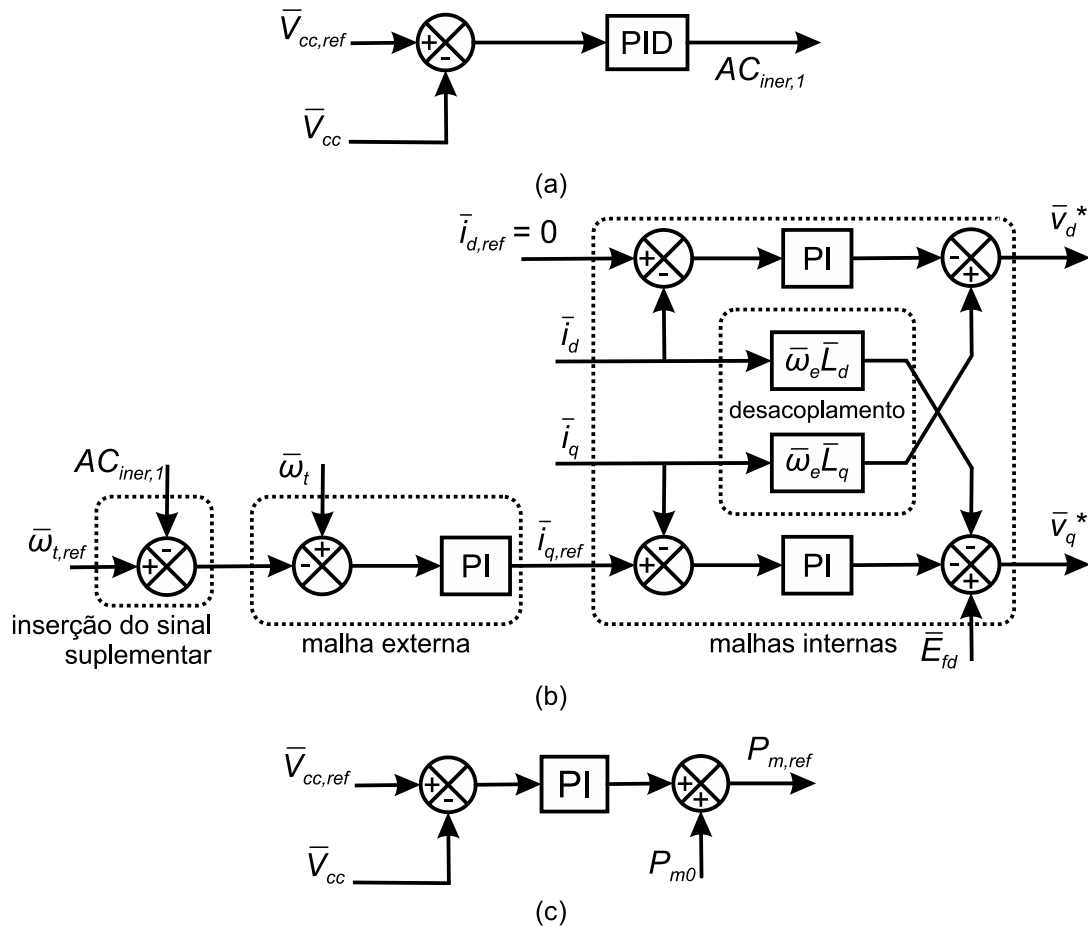


Figura 42 - Malhas de controle do sistema com a unidade eólica operando em modo de controle Vf: (a) controlador inercial proposto; (b) malhas de controle do retificador da unidade eólica; (c) malha de controle suplementar do gerador diesel.

### 6.2.1 Análise de Atuação da Malha de Controle Proposta

Para auxiliar na compreensão da estratégia de controle proposta para a condição em que a unidade eólica opera em modo de controle Vf, será feita uma análise da atuação da malha de controle inercial e da malha de controle suplementar aplicada no gerador diesel. A ação de controle inercial  $AC_{iner,1}$  é resultado de um controlador do tipo PID, assim como no caso em que o gerador diesel regula Vf, porém o sinal de entrada do controlador é o erro de tensão no barramento CC ( $V_{cc,ref} - V_{cc}$ ). A Figura 43 ilustra o comportamento estimado da ação de controle inercial para um desvio típico da tensão do barramento CC.

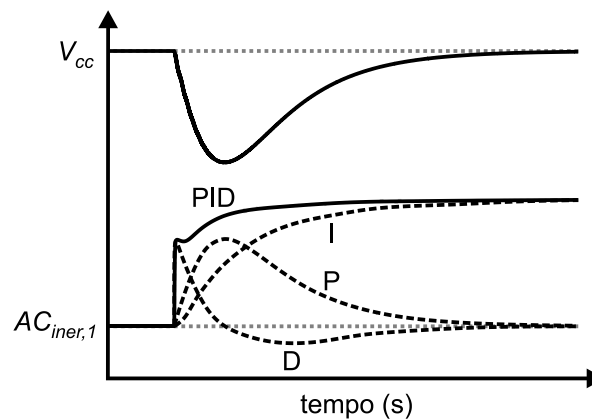


Figura 43 - Resposta estimada da ação do controlador inercial.

A Figura 44 representa o impacto da ação de controle  $AC_{iner,1}$  nas potências de entrada e saída do barramento CC, na tensão do barramento CC e na potência do gerador diesel. A potência da carga também é considerada na análise. Na Figura 44.a é possível observar o efeito de um degrau de carga na microrrede na condição em que a malha de controle inercial não atua. Neste caso, inicialmente o inversor da unidade eólica assume todo o aumento de potência da carga, aumentando  $P_{cc,out}$ . O desbalanço de potências no barramento CC provoca a redução de  $V_{cc}$ , o que provoca a atuação da malha de controle suplementar aplicada ao gerador diesel, resultando no aumento da potência do gerador diesel. O aumento da potência fornecida pelo gerador diesel induz a redução na potência extraída do barramento CC, até que a tensão no barramento CC seja regulada. Com o controle inercial inativo, o gerador diesel assume em regime permanente toda a variação de potência da carga e a unidade eólica se mantém no mesmo ponto de operação que estava antes da variação de carga.

Na Figura 44.b, o controle inercial é ativado e pode-se observar a sua influência no compartilhamento de potência das unidades de geração. A partir do degrau de carga e da queda de tensão no barramento CC, provocada pelo aumento de  $P_{cc,out}$ , a ação de controle  $AC_{iner,1}$  promove o aumento de  $P_{cc,in}$  e a redução na velocidade do rotor. Assim, energia cinética é extraída da turbina e o ponto de operação da turbina é alterado para um ponto de maior potência mecânica. O aumento da potência de entrada do barramento CC reduz o afundamento de  $V_{cc}$ . A potência do gerador diesel aumenta devido à queda de tensão no barramento CC, porém sua contribuição é parcial, assumindo em regime permanente somente uma

parcela da variação de potência da carga, pois a ação de controle  $AC_{iner,1}$  faz com que a unidade eólica aumente a potência fornecida para a carga em regime permanente.

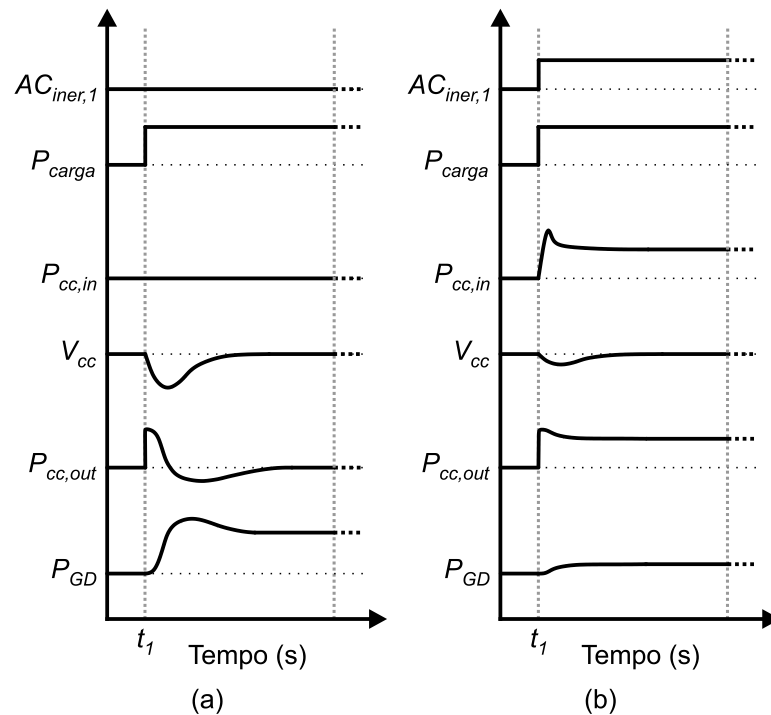


Figura 44 - Análise da atuação da malha de controle inercial proposta.

Devido à interação entre as malhas de controle suplementares, deve ser realizada a coordenação entre estas para que a variação de  $V_{cc}$  seja minimizada. Nesse trabalho, essa coordenação é realizada durante o projeto simultâneo dos controladores suplementares.

### 6.3 ANÁLISE DA ENERGIA CINÉTICA DISPONÍVEL EM FUNÇÃO DO PONTO DE OPERAÇÃO DA UNIDADE EÓLICA

As estratégias de operação e controle propostas são impactadas principalmente pela velocidade do vento e pela potência do conjunto de cargas energizadas no processo de restabelecimento da microrrede. De acordo com a velocidade do vento e com o ângulo de passo das pás da turbina, a curva de potência mecânica *versus* velocidade do rotor da turbina eólica se modificam,



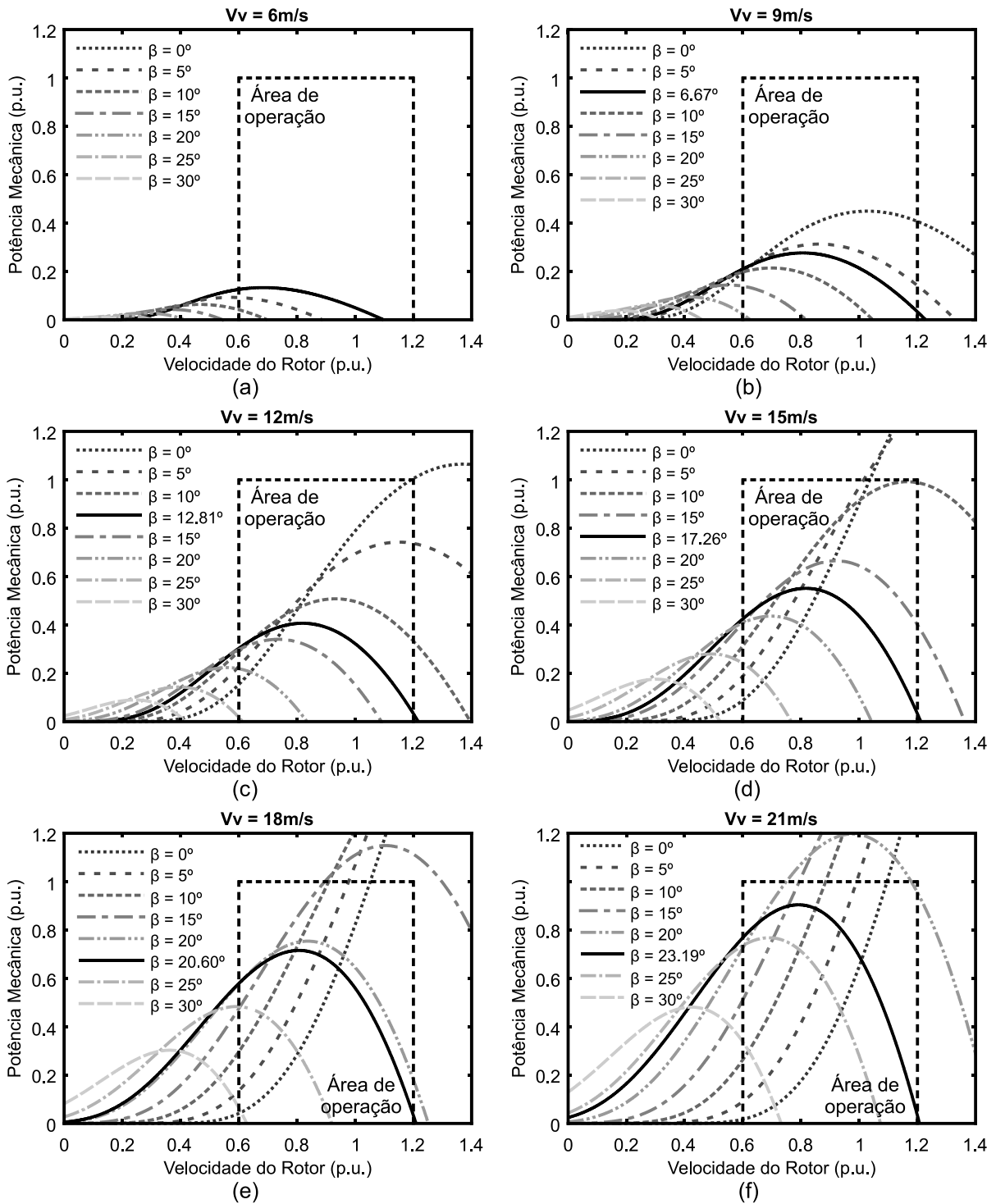
alterando a margem de potência disponível na região de sobrevelocidade. Essa margem de potência é a variação de potência observada entre o ponto de máxima velocidade e o ponto de máxima potência, o MPP, ou seja,

$$\Delta P_{sobre} = P_{MPP} - P_{\omega_{t,m\acute{a}x}} \quad (92)$$

onde  $\Delta P_{sobre}$  é a margem de potência na região de sobrevelocidade,  $P_{MPP}$  é a potência no MPP e  $P_{\omega_{t,m\acute{a}x}}$  é a potência no ponto de máxima velocidade. A margem de potência determina a parcela de carga que pode ser assumida pela unidade eólica durante o processo de energização.

A Figura 45 mostra as curvas de potência mecânica *versus* velocidade do rotor em função do ângulo de passo para diversas velocidades de vento. Pode-se observar pela curva contínua na cor preta de cada imagem que, independentemente da velocidade de vento, existe um ângulo de passo para o qual a curva de potência mecânica apresenta a região de sobrevelocidade dentro da área de operação permitida e com uma margem de potência significativa. Além disso, o ângulo de passo pode ser determinado para que a unidade eólica atinja, antes da energização da microrrede, o limite superior de velocidade e forneça uma potência inicial desejada, a qual será fornecida para a carga local na barra de geração. Essa potência inicial pode ser determinada de acordo com o tamanho da carga local e com a potência inicial a ser fornecida pelo gerador diesel. Na Figura 45 a potência inicial é estabelecida em 50 kW, ou 0,033 p.u.

Para velocidades de vento baixas, a potência que pode ser assumida pela unidade eólica é baixa, em decorrência da pouca energia disponível na massa de ar. Porém, a estratégia é válida em todas as condições de vento observadas, variando apenas a margem de potência disponível e, conseqüentemente, a contribuição do controle inercial para a regulação da frequência ou tensão do barramento CC durante a energização da microrrede.



**Figura 45 - Curvas de potência mecânica versus velocidade do rotor da turbina, considerando diferentes valores de ângulo de passo e de velocidade do vento: (a) vento de 6m/s; (b) vento de 9m/s; (c) vento de 12m/s; (d) vento de 15m/s; (e) vento de 18m/s; (e) vento de 21m/s.**

Na Tabela 3 são apresentados os valores referentes à margem de potência disponível na região de sobrevelocidade para cada velocidade de vento, considerando um ângulo de passo específico. Adicionalmente são apresentados os valores referentes às margens de potência para a região de subvelocidade, bem

como a potência inicial no ponto de mínima velocidade. No caso de sobrevelocidade, utilizou-se valores de ângulo de passo que asseguram uma potência inicial igual a 50 kW para a turbina eólica. No caso de subvelocidade, verifica-se que para ventos baixos e moderados, a potência inicial apresenta valores já significativos, podendo ser maiores que a carga local. Além disso, apesar da margem de potência ser elevada na maioria dos casos, para que ocorra a tomada de carga, a unidade eólica precisa acelerar, não sendo possível aproveitar a energia cinética da turbina. Já na região de sobrevelocidade, a energia cinética pode ser aproveitada e a margem de potência é significativa na maioria dos casos, permitindo que a unidade eólica assuma um grande montante de carga por parte da unidade eólica. A redução do ângulo de passo durante a tomada de carga pela unidade eólica também pode contribuir no processo, aumentando ainda mais a margem de potência, uma vez que o coeficiente de potência aumenta e, conseqüentemente, a potência mecânica também aumenta.

**Tabela 3 - Margem de potência disponível na unidade eólica em função da velocidade do vento.**

Velocidade do Vento	Região de Subvelocidade			Região de Sobrevelocidade		
	Potência Inicial	Margem de Potência	Ângulo de Passo Inicial	Potência Inicial	Margem de Potência	Ângulo de Passo Inicial
5 m/s	-	-	-	50,0 kW	115,5 kW	0°
6 m/s	188,5 kW	11,2 kW	0°	50,0 kW	199,7 kW	0°
7 m/s	246,6 kW	70,5 kW	0°	50,0 kW	251,5 kW	0,75°
8 m/s	281,3 kW	192,1 kW	0°	50,0 kW	303,3 kW	4,09°
9 m/s	292,3 kW	381,7 kW	0°	50,0 kW	365,1 kW	6,67°
10 m/s	283,7 kW	640,8 kW	0°	50,0 kW	428,1 kW	8,95°
11 m/s	261,3 kW	969,3 kW	0°	50,0 kW	493,7 kW	10,99°
12 m/s	230,7 kW	1269,3 kW	0°	50,0 kW	560,8 kW	12,81°
13 m/s	196,9 kW	1303,1 kW	0°	50,0 kW	629,5 kW	14,44°
14 m/s	163,4 kW	1336,6 kW	0°	50,0 kW	702,3 kW	15,92°
15 m/s	132,3 kW	1367,7 kW	0°	50,0 kW	778,0 kW	17,26°
16 m/s	105,0 kW	1395,0 kW	0°	50,0 kW	855,3 kW	18,47°
17 m/s	81,8 kW	1418,2 kW	0°	50,0 kW	937,3 kW	19,58°
18 m/s	62,7 kW	1437,3 kW	0°	50,0 kW	1024,1 kW	20,60°
19 m/s	50,0 kW	1450,0 kW	0,16°	50,0 kW	1112,9 kW	21,53°
20 m/s	50,0 kW	1450,0 kW	1,00°	50,0 kW	1206,8 kW	22,39°
21 m/s	50,0 kW	1450,0 kW	1,74°	50,0 kW	1307,1 kW	23,19°
22 m/s	50,0 kW	1450,0 kW	2,38°	50,0 kW	1411,6 kW	23,93°
23 m/s	50,0 kW	1450,0 kW	2,95°	50,0 kW	1450,0 kW	24,61°
24 m/s	50,0 kW	1450,0 kW	3,47°	50,0 kW	1450,0 kW	25,23°
25 m/s	50,0 kW	1450,0 kW	3,93°	50,0 kW	1450,0 kW	25,84°

Através dos dados apresentados, é possível determinar a potência disponível para a energização da microrrede de acordo com a condição de vento como

$$P_{disp} = (P_{GD_{nom}} + \Delta P_{sobre}) - (P_{GD0} + P_{\omega_r, \max}), \quad (93)$$

onde  $P_{disp}$  é a potência disponível,  $P_{GD_{nom}}$  é a potência nominal do gerador diesel e  $P_{GD0}$  é a potência inicial do gerador diesel.

#### 6.4 METODOLOGIA DE PROJETO DOS CONTROLADORES PROPOSTOS

A presente seção apresenta a metodologia utilizada para o projeto dos controladores propostos e para o projeto do controlador de velocidade do gerador a diesel. A metodologia em questão é baseada em algoritmos genéticos e será descrita de forma sucinta, considerando que ela não é uma contribuição do trabalho.

##### 6.4.1 Representação do Sistema em Malha Fechada

O modelo não linear do sistema em malha aberta pode ser representado por

$$P: \begin{cases} \dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z}) \\ \mathbf{y} = g(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z}) \end{cases} \quad (94)$$

onde  $\mathbf{x}$  é o vetor de estados do sistema,  $\mathbf{y}$  é o vetor de saídas do sistema,  $\mathbf{u}$  é o vetor com as ações de controle e  $\mathbf{z}$  é um vetor que contém variáveis algébricas. O modelo linear dos controladores propostos pode ser representado em espaço de estados por

$$C: \begin{cases} \dot{\mathbf{x}}_c = \mathbf{A}_c \mathbf{x}_c + \mathbf{B}_c \mathbf{y} \\ \mathbf{u} = \mathbf{C}_c \mathbf{x}_c + \mathbf{D}_c \mathbf{y} \end{cases}, \quad (95)$$

onde  $\mathbf{x}_c$  é o vetor de estados dos controladores propostos,  $\mathbf{y}$  é o vetor de saídas do

sistema,  $\mathbf{u}$  é o vetor de saída dos controladores (isto é, as ações de controle),  $\mathbf{A}_c$ ,  $\mathbf{B}_c$ ,  $\mathbf{C}_c$  e  $\mathbf{D}_c$  são as matrizes dos controladores.

As matrizes do modelo linear dos controladores para o sistema com o gerador diesel em modo *Vf* são representadas por

$$\mathbf{A}_c = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1/T_{ud} & 0 \\ 0 & 0 & -1/T_{ud} \end{bmatrix}, \mathbf{B}_c = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/T_{ud} \\ -1/T_{ud} \end{bmatrix}, \quad (96)$$

$$\mathbf{C}_c = \begin{bmatrix} K_{i,iner1} & K_{d,iner1}/T_{ud} & 0 \\ 0 & 0 & K_{d,iner2}/T_{ud} \end{bmatrix} \text{ e } \mathbf{D}_c = \begin{bmatrix} K_{p,iner1} + K_{d,iner1}/T_{ud} \\ K_{p,iner2} + K_{d,iner2}/T_{ud} \end{bmatrix},$$

onde  $T_{ud}$  é a constante de tempo do filtro de primeira ordem dos controladores derivativos,  $K_{p,iner1}$ ,  $K_{i,iner1}$  e  $K_{d,iner1}$  são, respectivamente, os ganhos proporcional, integral e derivativo da malha de controle proposta que atua no retificador da unidade eólica,  $K_{p,iner2}$  e  $K_{d,iner2}$  são, respectivamente, os ganhos proporcional e derivativo da malha de controle proposta que atua no inversor da unidade eólica.

Para o caso em que a unidade eólica opera em modo *Vf*, as matrizes do modelo linear dos controladores propostos são

$$\mathbf{A}_c = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -1/T_{ud} \end{bmatrix}, \mathbf{B}_c = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/T_{ud} \end{bmatrix}, \quad (97)$$

$$\mathbf{C}_c = \begin{bmatrix} K_{i,iner1} & K_{d,iner1}/T_{ud} \end{bmatrix} \text{ e } \mathbf{D}_c = \begin{bmatrix} K_{p,iner1} + K_{d,iner1}/T_{ud} \end{bmatrix}$$

onde  $T_{ud}$  é a constante de tempo do filtro dos controladores derivativos,  $K_{p,iner1}$ ,  $K_{i,iner1}$  e  $K_{d,iner1}$  são, respectivamente, os ganhos proporcional, integral e derivativo da malha de controle proposta que atua no retificador da unidade eólica.

O problema de controle referente ao projeto dos controladores consiste em calcular os parâmetros  $K_{p,iner1}$ ,  $K_{i,iner1}$ ,  $K_{d,iner1}$ ,  $K_{p,iner2}$  e  $K_{d,iner2}$ , atendendo a critérios de desempenho estabelecidos para o sistema em malha fechada.

No Apêndice C é possível encontrar o modelo em malha fechada do sistema na forma de um conjunto de equações diferenciais e equações algébricas.

#### 6.4.2 Algoritmos Genéticos Aplicados a Projeto de Controladores

Os algoritmos genéticos fazem parte dos chamados algoritmos evolucionários, que usam modelos computacionais dos processos naturais de evolução como uma ferramenta de solução de problemas. Há uma grande variedade de modelos propostos, mas todos apresentam em comum o conceito de simulação da evolução das espécies por meio de seleção, mutação e reprodução. Estes algoritmos funcionam basicamente mantendo uma população de estruturas, chamadas de indivíduos ou cromossomos, realizando operações semelhantes às observadas na natureza. Cada indivíduo é avaliado de forma a quantificar a sua qualidade como solução do problema em questão, e com base nesta avaliação é simulada a sobrevivência do mais apto (LINDEN, 2012).

A solução de problemas com base em algoritmos genéticos pode ser definida como uma técnica heurística de otimização global (LINDEN, 2012). Assim, esta metodologia vem sendo amplamente utilizada em diversas áreas da engenharia (CASTOLDI, 2011). A simplificação na formulação e solução dos problemas de otimização é uma das vantagens de um algoritmo genético, pois a única informação necessária do problema é a sua função objetivo (NOGUEIRA, 2006).

O projeto de controladores do tipo PID é na maioria das vezes um problema de otimização multiobjetivo, pois envolve normalmente vários objetivos que precisam ser satisfeitos ao mesmo tempo (AYALA e COELHO, 2012). Neste contexto, os algoritmos genéticos têm sido bastante utilizados para projeto de controladores PID devido aos bons resultados atingidos e à facilidade de sua implementação.

Em um algoritmo genético, os indivíduos da população são normalmente representados em uma codificação binária (NOGUEIRA, 2006). No caso de projeto de controladores PID, os ganhos dos controladores, que possuem valores reais, são convertidos em números binários e organizados em uma estrutura chamada de indivíduo. O conjunto de indivíduos forma a população do algoritmo, conforme ilustra a Figura 46, onde  $K_n$  é o n-ésimo ganho dos controladores,  $ind_n$  é o n-ésimo indivíduo da população,  $ind_i$  é um dos indivíduos da população e  $pop_g$  é a população em uma geração  $g$  do algoritmo.

$$\begin{aligned}
 & \quad | K_1 | \quad K_2 \quad | \dots | \quad K_n \quad | \\
 ind_i &= [10011010101001 \dots 101001] \\
 pop_g &= [ ind_1; ind_2; \dots ; ind_n ]
 \end{aligned}$$

Figura 46 - Representação de um indivíduo e da população em um algoritmo genético.

O princípio básico do algoritmo é avaliar o desempenho de cada indivíduo da população, isto é, cada conjunto de ganhos dos controladores, baseando-se no comportamento das variáveis controladas do sistema. E, com base na avaliação, empregar os operadores genéticos buscando a evolução dos indivíduos da população a cada nova geração, ou seja, buscando obter novos conjuntos de ganhos que proporcionem um desempenho melhor do sistema (NOGUEIRA, 2006). Assim, após determinado número de gerações, o algoritmo terá convergido para a melhor solução do problema ou para uma solução muito próxima da melhor solução.

O fluxograma da Figura 47 apresenta o funcionamento básico de um algoritmo genético, de forma genérica, e também as etapas empregadas na metodologia de projeto dos controladores propostos neste trabalho (em preto o algoritmo de forma genérica e em cinza as subetapas do processo).

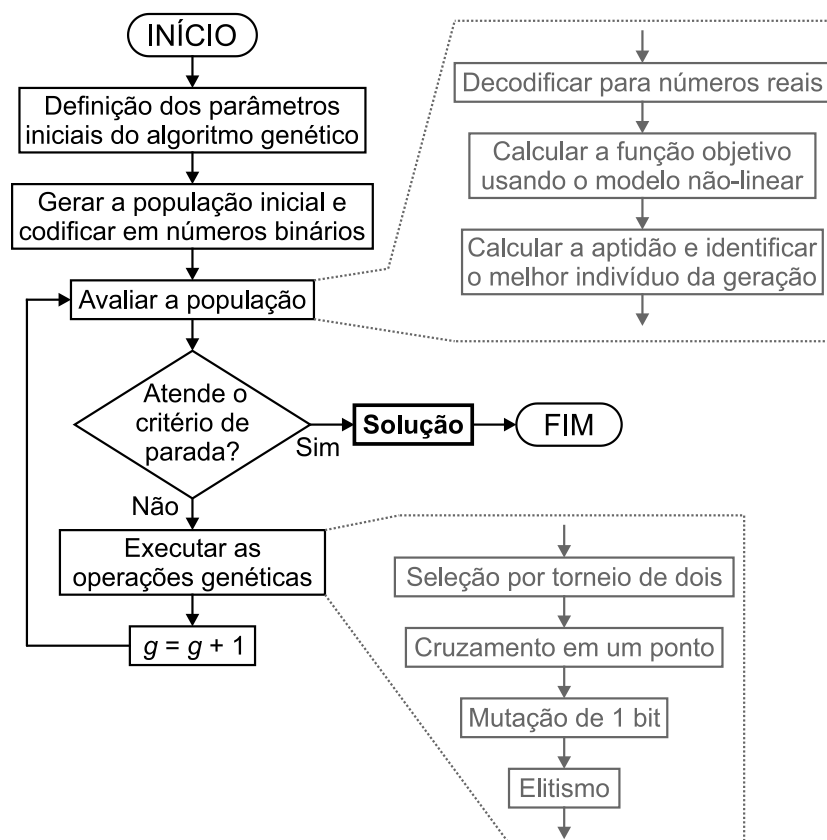


Figura 47 - Fluxograma do algoritmo genético utilizado no projeto dos controladores.

Inicialmente são definidos os parâmetros iniciais do algoritmo genético, que são o tamanho da população (número de indivíduos) e o número máximo de gerações ( $g_{máx}$ ). Também são definidas as faixas de valores utilizadas para limitar os indivíduos. A partir disso, a população inicial é gerada de forma randômica e codificada conforme ilustrado na Figura 46.

A etapa de avaliação da população consiste em quantificar o desempenho do indivíduo para a resolução do problema em questão, atribuindo para este um valor de aptidão. Para que isso seja possível, os indivíduos são decodificados e aplicados na resolução do problema. No projeto dos controladores, o sistema em malha fechada é simulado frente à perturbação desejada e a função objetivo é calculada em cada iteração. Normalmente deseja-se minimizar a função objetivo, então para que a aptidão seja maximizada, determina-se a aptidão como o inverso da função objetivo. Genericamente, a função objetivo  $J_i$  para uma determinada iteração do algoritmo pode ser representada por (NOGUEIRA, 2006)

$$J_i = f(x_1, x_2, \dots, x_n). \quad (98)$$

onde  $x_1, x_2, \dots, x_n$  são as variáveis que o algoritmo determina para otimizar  $J_i$ . No projeto de controladores, as variáveis a serem determinadas são os ganhos dos controladores, assim a função objetivo pode ser escrita como

$$J_i = f(K_1, K_2, \dots, K_n) = f(\mathbf{K}). \quad (99)$$

onde  $\mathbf{K}$  é um vetor que contém os ganhos dos controladores.

A aptidão pode então ser definida como

$$G_i(\mathbf{K}) = \frac{1}{J_i(\mathbf{K})}. \quad (100)$$

Após a avaliação da população, o melhor indivíduo (indivíduo com maior aptidão) é identificado, sendo a melhor solução do problema em uma determinada geração.



O problema de controle pode ser escrito como

$$\begin{aligned} & \min J_i(\mathbf{K}) \\ & \text{sujeito a } K_{i,\min} \leq K_i \leq K_{i,\max} \text{ para } i = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (101)$$

onde  $K_{i,\min}$  é o limite inferior e  $K_{i,\max}$  é o limite superior do  $i$ -ésimo ganho  $K_i$  dos controladores propostos.

Para o projeto dos controladores propostos, a função objetivo é definida em função da energia dos sinais de frequência e de tensão no barramento CC, que é definida como a integral do módulo da variação do sinal em torno do seu valor de referência. A função objetivo adotada é descrita por

$$\begin{aligned} J_i(\mathbf{K}) &= \varepsilon_\omega(\omega_r(\mathbf{K})) + \varepsilon_{V_{cc}}(V_{cc}(\mathbf{K})) \\ J_i(\mathbf{K}) &= a_1 \int \sqrt{(\omega_{ref} - \omega_r(\mathbf{K}))^2} dt + a_2 \int \sqrt{(V_{cc,ref} - V_{cc}(\mathbf{K}))^2} dt \end{aligned} \quad (102)$$

onde  $\varepsilon_\omega$  é a energia do sinal de frequência,  $\varepsilon_{V_{cc}}$  é a energia do sinal de tensão no barramento CC,  $a_1$  e  $a_2$  são os pesos atribuídos a energia de cada sinal na função objetivo. Outros critérios de desempenho também podem ser usados na função objetivo, de acordo com os interesses do projeto.

Na sequência do algoritmo, após a avaliação da população, verifica-se o critério de parada, que normalmente é estabelecido em função do número de gerações. Se o número máximo de gerações ainda não foi atingido, as operações genéticas são aplicadas aos indivíduos da população.

Como mencionado previamente, as operações genéticas consistem na seleção dos melhores indivíduos, o cruzamento dos indivíduos selecionados e a mutação genética. Para cada operação genética existem algumas variações para sua realização, no entanto, as operações mais comuns são a seleção por torneio de dois indivíduos, onde o melhor é escolhido, o cruzamento de dois indivíduos em um ponto (fraciona-se cada indivíduo em duas partes e dois novos indivíduos são criados juntando uma parte de cada indivíduo anterior) e a mutação de um bit do indivíduo (mudando o bit de 1 para 0 ou de 0 para 1). Um operador de elitismo também é utilizado, que faz com que o melhor indivíduo da geração anterior

sobreviva para a próxima geração, evitando que ele seja modificado em uma operação genética.

Com a execução dos operadores genéticos, uma nova população de indivíduos é originada, sendo assim incrementado o número da geração. O algoritmo então retorna para a fase de avaliação e prossegue até que o número estabelecido de gerações seja atingido. Quando isso ocorre, o melhor indivíduo da última geração é escolhido como a melhor solução do problema. Desta forma, o conjunto de ganhos obtidos é o resultado do projeto dos controladores e é utilizado nas simulações do sistema não linear.

Esta metodologia é utilizada para otimizar o desempenho do controle de frequência por parte do gerador diesel. Isso é feito para que os resultados obtidos com o controle proposto sejam comparados com a resposta otimizada do controle tradicional de frequência, que não considera a atuação suplementar da unidade eólica. Os parâmetros e especificações para o procedimento de projeto descrito serão apresentados no capítulo seguinte, onde também são apresentados os resultados obtidos com o trabalho.

## 7 RESULTADOS

A efetividade das estratégias operacionais e das malhas de controle propostas foi avaliada considerando as etapas típicas do processo de restabelecimento da microrrede descritas no capítulo anterior. As avaliações foram feitas por meio de simulações no domínio do tempo envolvendo os dois modelos não lineares da microrrede apresentados no capítulo 5. O software Matlab<sup>®</sup> foi utilizado para realizar as simulações, onde o algoritmo de resolução de equações diferenciais ODE23tb é a base para a execução das simulações, escritas na interface de programação do software. O gerador diesel e a unidade eólica que fazem parte da microrrede adotada possuem potências nominais de 500kW e 1,5MW, respectivamente. Os demais parâmetros das máquinas e outros componentes da simulação são apresentados no Apêndice A.

### 7.1 RESTABELECIMENTO DA MICRORREDE COM O GERADOR DIESEL EM MODO DE CONTROLE $V_f$

No restabelecimento da microrrede com o gerador diesel em modo  $V_f$ , o gerador diesel é a unidade responsável pelo início do processo. Os resultados obtidos pela execução do processo de restabelecimento são apresentados de forma separada, considerando as etapas iniciais do processo e a etapa de energização da microrrede, etapa para a qual as estratégias de controle são formuladas.

#### 7.1.1 Etapas Iniciais do Processo de Restabelecimento

Compõem as etapas iniciais do processo de restabelecimento a partida do gerador a diesel, a energização da barra de geração e a partida da unidade eólica. Esta última é iniciada após a energização da barra de geração pelo gerador a diesel, pois a magnitude e a tensão da barra de geração servirão de referência para o conversor do lado da rede da unidade eólica.

No contexto da partida de unidades de geração, é relevante destacar que os geradores síncronos movidos a diesel têm plena capacidade de realizar o *self-start*, pois são dotados de recursos para gerar o movimento inicial do motor a diesel e promover o início da combustão. Os sistemas de controle de tensão e de velocidade atuam geralmente de forma rápida e as grandezas associadas são mantidas em seus valores nominais (CUMMINS POWER GENERATION, 2011). Devido à partida de geradores diesel ser um procedimento bem estabelecido, não serão apresentados resultados de simulação para esta etapa do processo de restabelecimento, sendo assumido que o gerador diesel atingiu a condição de regime permanente após o *self-start* para que a próxima etapa seja executada. Antes de mostrar os resultados de simulação para as etapas iniciais do processo de restabelecimento, será apresentado o projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel.

#### 7.1.1.1 Projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel

A técnica de projeto baseada em algoritmos genéticos foi utilizada para obtenção dos valores dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel, de forma a minimizar a magnitude dos desvios e tempo de acomodação da frequência do sistema. Os parâmetros do algoritmo genético utilizados no projeto são mostrados na Tabela 4. O tamanho da população foi determinado a partir de testes preliminares, com o objetivo de criar uma população inicial suficientemente grande com a existência de indivíduos de aptidão elevada. As probabilidades de cruzamento e mutação foram ajustadas buscando antecipar a convergência do algoritmo, implicando na determinação do número suficiente de gerações para que o algoritmo convirja ao seu valor final na maioria dos casos. Os limites dos ganhos foram estabelecidos com base em uma análise do lugar das raízes do sistema, de forma que os ganhos se mantivessem dentro de uma faixa que garante a estabilidade do sistema durante o projeto. Os coeficientes da função objetivo foram ajustados visando minimizar a energia do sinal do desvio de frequência, a magnitude do afundamento de frequência e a magnitude da ultrapassagem do sinal de frequência.

Para cada cálculo da função objetivo durante o projeto, foi executada a simulação do sistema não linear frente à uma entrada de carga de 400 kW

suportada pelo gerador diesel. As tolerâncias relativas e absoluta do algoritmo de resolução de equações diferenciais ODE23tb foram aumentadas em relação ao valor padrão do software Matlab®, para que o tempo de simulação fosse reduzido. É importante salientar que essa alteração não impactou de forma relevante no resultado do projeto.

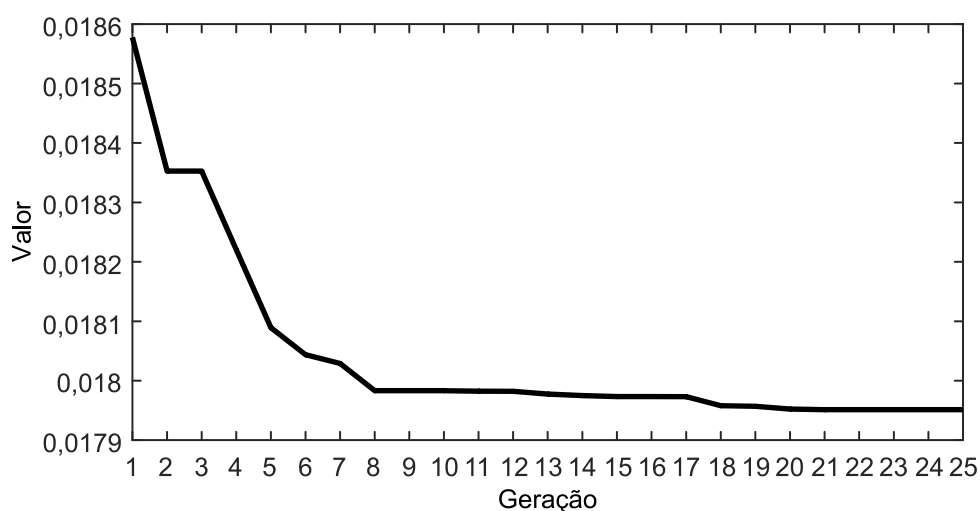
O valor da função objetivo para cada geração do algoritmo genético durante o projeto pode ser visualizado na Figura 48, enquanto os resultados do projeto são apresentados na Tabela 5. Os valores da energia, do afundamento e da ultrapassagem do sinal da frequência foram calculados após a etapa de projeto, em uma simulação do sistema não linear nas mesmas condições da otimização.

**Tabela 4 - Parâmetros de projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel.**

Tamanho da População	Número de Gerações	Probabilidade de Cruzamento	Probabilidade de Mutação	Limites dos Ganhos		Função Objetivo		
				$K_p$	$K_i$	Energia	Afundamento	Ultrapassagem
250	25	100%	20%	0 - 30	0 - 20	0,3	0,2	0,5

**Tabela 5 - Resultados do projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel.**

$K_p$	$K_i$	Função Objetivo	Energia	Afundamento	Ultrapassagem
13,831	9,215	0,001795	0,0280	0,0466	0,0000

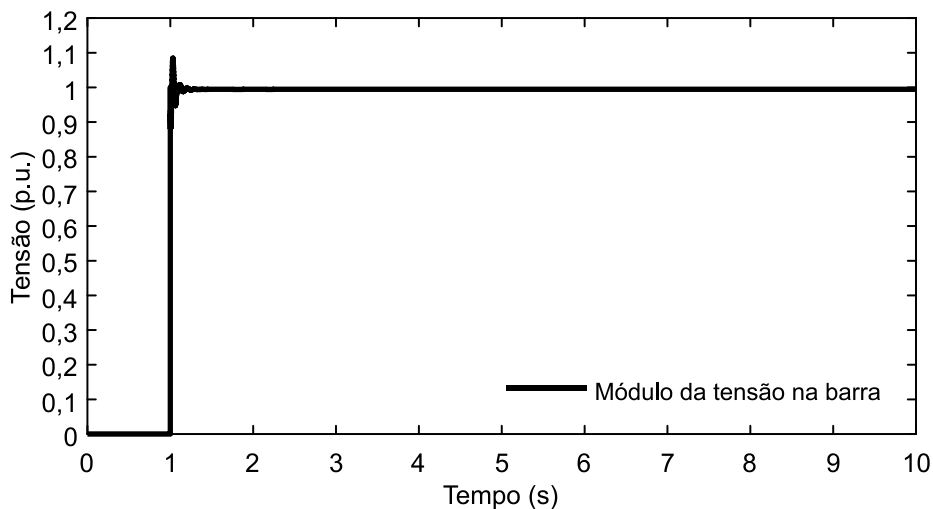


**Figura 48 - Valor da função objetivo durante o projeto do regulador de velocidade do gerador diesel.**

### 7.1.1.2 Energização da barra de geração

A energização da barra de geração é uma das etapas iniciais do processo de restabelecimento da microrrede, efetuada após o acionamento do gerador diesel. No momento em que a barra é alimentada, a carga local presente no sistema será energizada, resultando em um desequilíbrio de potências que deve ser suportado pelo gerador diesel. Os resultados que serão apresentados levam em consideração uma carga local de 100kW.

A Figura 49 apresenta o comportamento do módulo da tensão na barra de geração. Em  $t = 1$  s, a chave  $S_1$  (Figura 18) é fechada e o gerador diesel passa a energizar a barra, alimentando a carga local. Visualiza-se um transitório no momento seguinte ao fechamento da chave, resultado da ação do controle de tensão feito pelo sistema de excitação do gerador síncrono, que mantém a tensão controlada próxima a 1 p.u. em regime permanente.



**Figura 49 - Módulo da tensão durante a energização da barra de geração.**

Na Figura 50 é mostrada a frequência do gerador síncrono durante a etapa em questão, onde se verifica um afundamento de frequência de pouco mais de 0,7 Hz após a energização da carga. Apesar do gerador diesel possuir baixa inércia, o projeto dos ganhos do regulador de velocidade permitiu manter a frequência dentro da faixa estabelecida na IEEE *Standard 1547* (2003) e com um tempo de acomodação de aproximadamente 4 segundos. A Figura 51 apresenta a potência ativa do gerador diesel durante a etapa em questão.

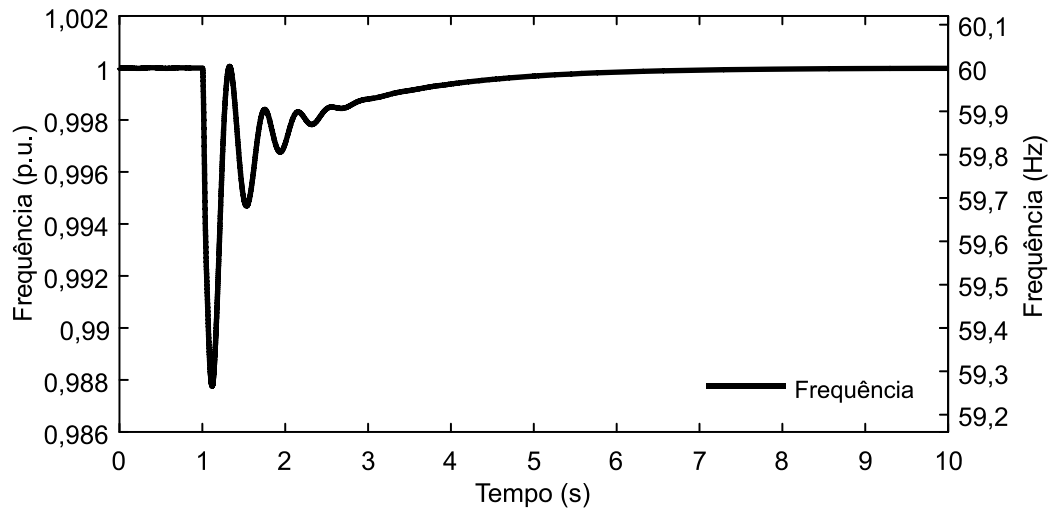


Figura 50 - Frequência do gerador diesel durante a energização da barra de geração.

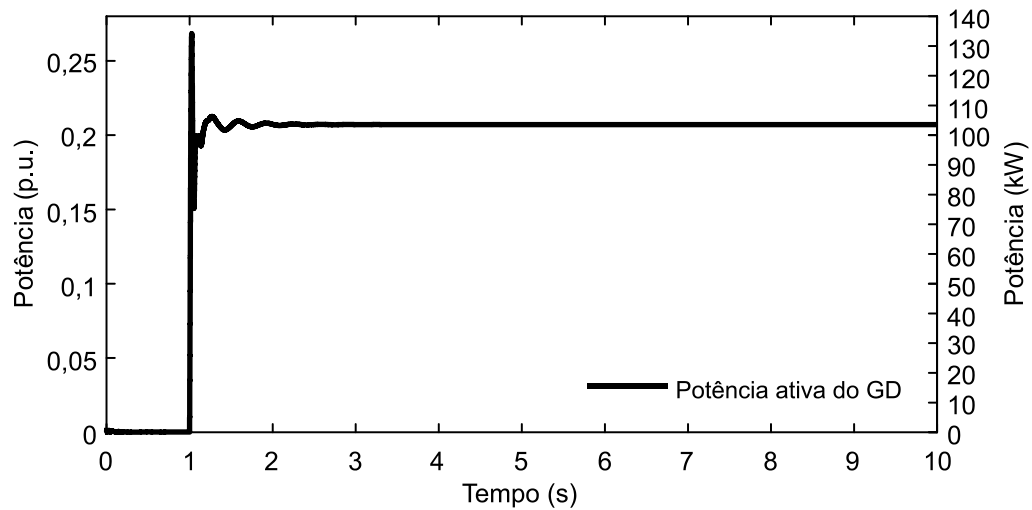


Figura 51 - Potência ativa do gerador diesel durante a energização da barra de geração.

A etapa de energização da barra de geração e alimentação da carga local foi realizada com sucesso, habilitando a continuidade do processo de restabelecimento. Em seguida, a unidade eólica deve ser acionada, conectada na barra de geração e conduzida à região de operação de sobrevelocidade, para que possa contribuir com o controle de frequência na etapa de energização da microrrede, por meio da atuação do controle inercial.

#### 7.1.1.3 Partida da unidade eólica

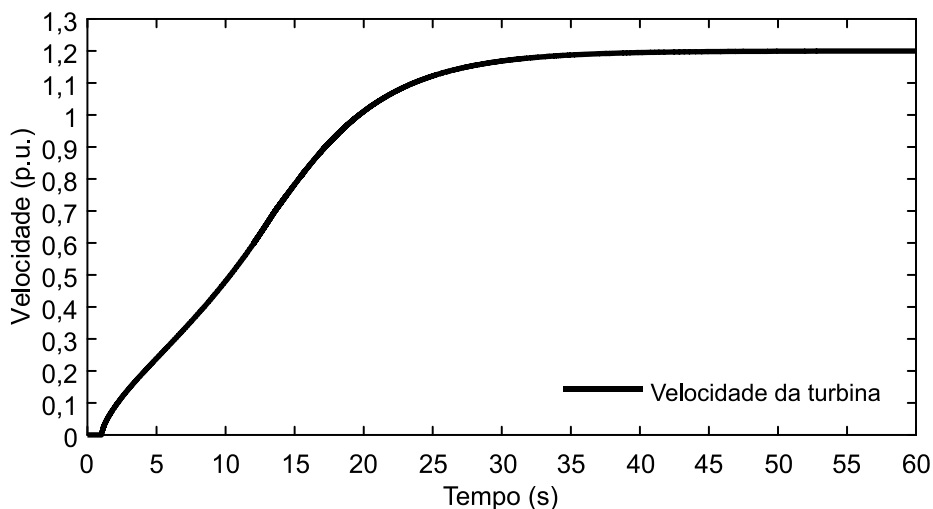
A partida da unidade eólica é um procedimento a ser executado durante o restabelecimento da microrrede, para que ambas as unidades de geração estejam

em operação no momento em que a rede elétrica da microrrede for energizada. Baseando-se em Burton *et al.* (2011), o procedimento adotado para partir a unidade eólica consiste das seguintes ações:

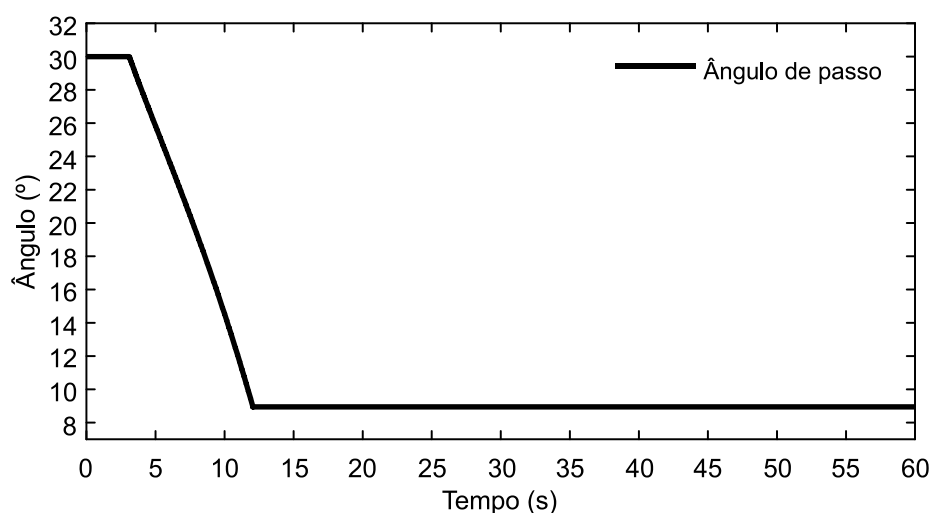
1. Energização do sistema de controle do ângulo de passo e posicionamento das pás da turbina na posição de partida, que neste trabalho corresponde ao ângulo de  $30^\circ$ ;
2. Liberação dos freios da turbina eólica;
3. Redução do ângulo de passo à medida que o rotor acelera até o ângulo final desejado;
4. Energização do enrolamento de campo quando o rotor atingir a velocidade mínima de operação;
5. Habilitação do retificador e suas malhas de controle, quando a tensão do gerador síncrono estiver em seu valor nominal;
6. Habilitação do inversor e suas malhas de controle, quando a tensão no barramento CC atingir seu valor nominal;
7. Posicionamento da turbina no ponto de velocidade máxima.

Na sequência serão mostrados os resultados correspondentes à execução do procedimento de partida da unidade eólica. Busca-se levar a unidade a um ponto de operação na região de sobrevelocidade que corresponda à potência de 50kW e velocidade da turbina de 1.2 p.u., para a velocidade de vento de 10m/s. A Figura 52 mostra a velocidade da turbina eólica durante a operação. Inicialmente o rotor encontra-se parado, sendo que em  $t = 1$  s os freios são liberados e a turbina começa a acelerar, atingindo a velocidade máxima de 1,2 p.u. ao final do processo. A Figura 53 apresenta a variação do ângulo de passo da turbina eólica nesta etapa do processo de restabelecimento da microrrede. Durante a aceleração, enquanto a turbina eólica apresenta velocidade abaixo da velocidade mínima de operação, o ângulo de passo é reduzido à medida que o rotor acelera. O ângulo de passo é reduzido para aumentar a potência mecânica na turbina eólica, de forma que a mesma possa acelerar até a velocidade máxima. A variação no ângulo de passo termina quando se atinge o ângulo necessário para operar a turbina na velocidade máxima com a potência desejada, de acordo com a condição de vento. No caso apresentado, o ângulo de passo final é de  $8,95^\circ$ , valor que é determinado numericamente a partir de (2)-(5).





**Figura 52 - Velocidade da turbina durante a partida da unidade eólica.**



**Figura 53 - Ângulo de passo da turbina durante a partida da unidade eólica.**

Quando o rotor da turbina eólica atinge a velocidade mínima de 0,6 p.u. o circuito de campo do gerador síncrono é alimentado e a referência de tensão nos terminais do gerador é aumentada em rampa de zero à 1 p.u.. O módulo da tensão nos terminais do gerador é mostrado na Figura 54. Na sequência do procedimento, quando a tensão nos terminais do gerador encontra-se regulada no valor de referência, o conversor do lado do gerador é acionado e passa a fornecer energia para o barramento CC da unidade eólica. Durante a partida, a malha de controle de velocidade é desativada e a referência de corrente do retificador é definida em função da potência final desejada, de 50kW. Ao atingir a velocidade final, a malha de controle de velocidade do retificador é ativada, com referência de velocidade de 1,2 p.u.. A potência entregue ao barramento CC da unidade eólica pelo retificador pode

ser vista na Figura 55, bem como a potência mecânica da turbina, que é função da velocidade do vento, do ângulo de passo e da velocidade da turbina.

A consequência do fornecimento de energia pelo retificador para o barramento CC é o carregamento do capacitor equivalente do barramento CC, de acordo com a dinâmica estabelecida em (26), uma vez que a potência de saída do barramento CC é nula até o momento. No momento que a tensão do barramento CC (Figura 56) atinge o seu valor nominal, as malhas de controle do inversor são habilitadas e a tensão passa a ser controlada em seu valor nominal, através da extração de potência do barramento CC pelo inversor, apresentada na Figura 55.

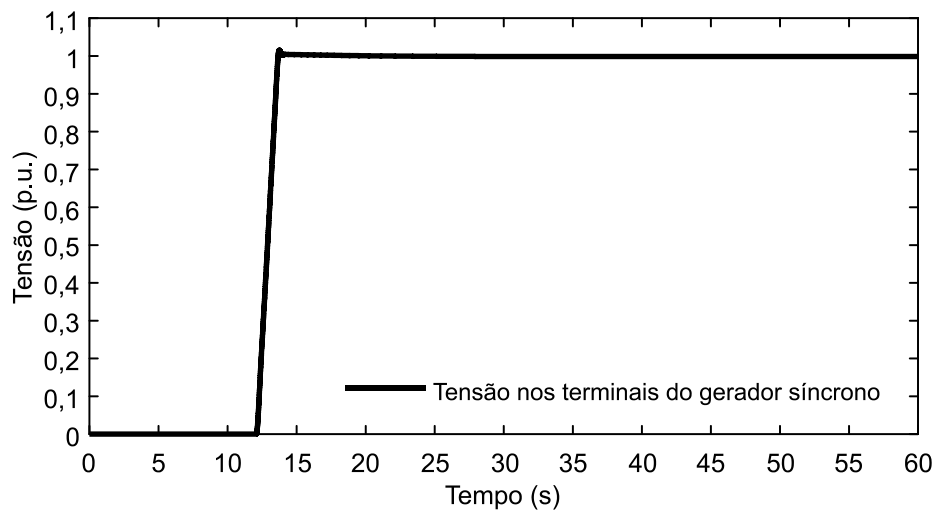


Figura 54 - Magnitude da tensão terminal do gerador síncrono durante a partida da unidade eólica.

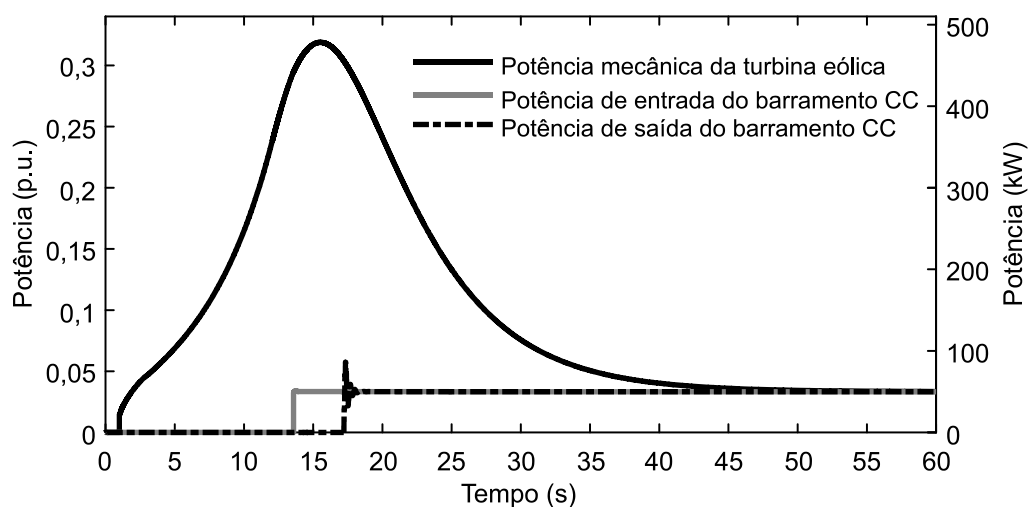
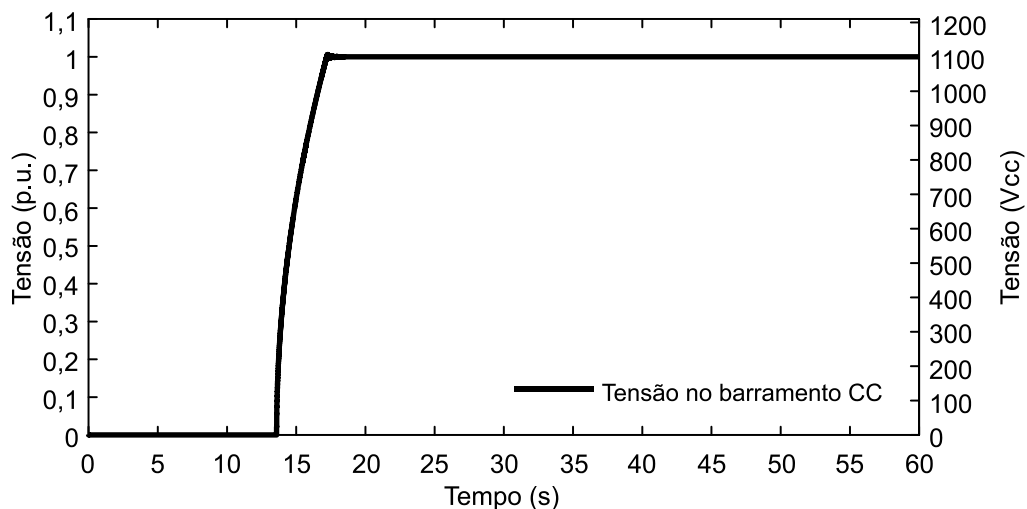
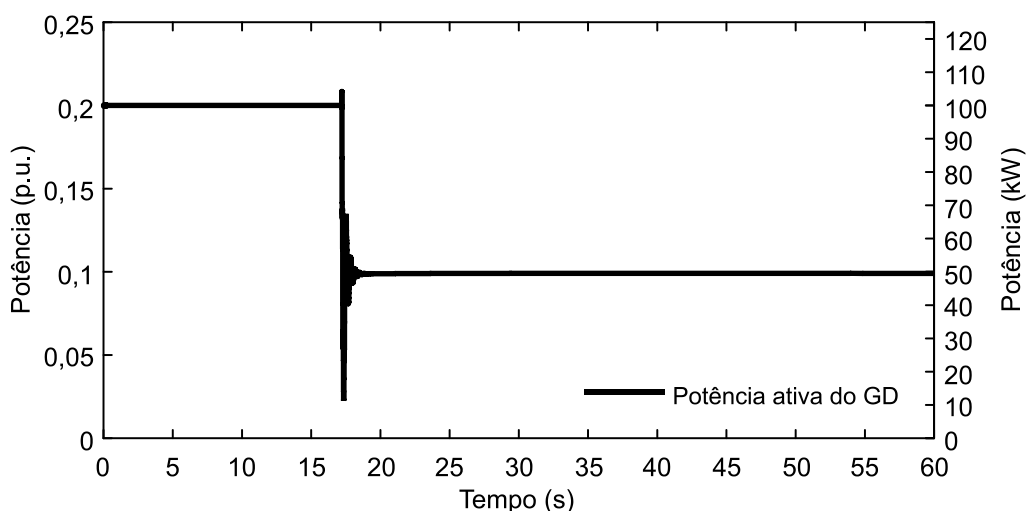


Figura 55 - Potências da unidade eólica durante a partida.



**Figura 56 - Tensão no barramento CC da unidade eólica durante a partida.**

No momento em que a unidade eólica passa a fornecer potência para a barra de geração, o gerador diesel em modo *Vf* realiza o equilíbrio de potências do sistema, reduzindo a própria geração e compartilhando a carga de 100 kW com a unidade eólica. A redução de potência do gerador diesel é mostrada na Figura 57 e a Figura 58 apresenta a dinâmica da frequência do sistema quando ocorre a entrada da potência gerada pela unidade eólica. A tensão na barra de geração sofre uma pequena oscilação nesse momento, mostrada na Figura 59, rapidamente mitigada pela ação do regulador de tensão da unidade diesel.



**Figura 57 - Potência ativa do gerador diesel durante a partida da unidade eólica.**

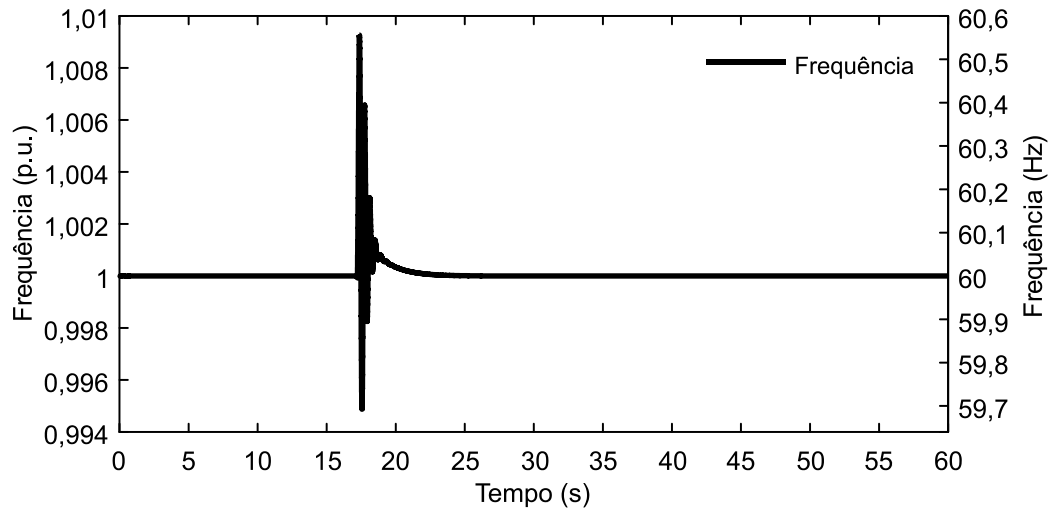


Figura 58 - Frequência do sistema durante a partida da unidade eólica.

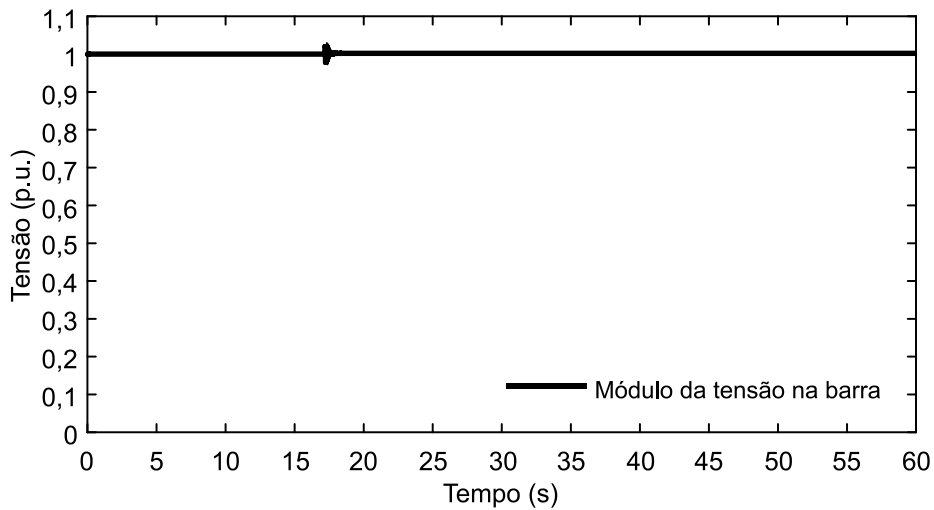


Figura 59 - Tensão na barra de geração durante a partida da unidade eólica.

### 7.1.2 Energização da Microrrede

A etapa de energização da rede elétrica da microrrede é uma das mais críticas para o processo de restabelecimento da microrrede, pois implica em um degrau de carga elevado, devido à energização das cargas que ficam permanentemente conectadas à rede de distribuição. A proposição dos controladores suplementares e a aplicação deles nessa etapa do restabelecimento do sistema são o foco e a maior contribuição desse trabalho. Para otimizar o desempenho do sistema durante esta etapa foi realizado o projeto dos ganhos do

controle inercial proposto, conforme apresentado a seguir. Na sequência os resultados relativos à energização da microrrede são apresentados.

#### 7.1.2.1 Projeto dos ganhos do controle inercial no modo Diesel $V_f$

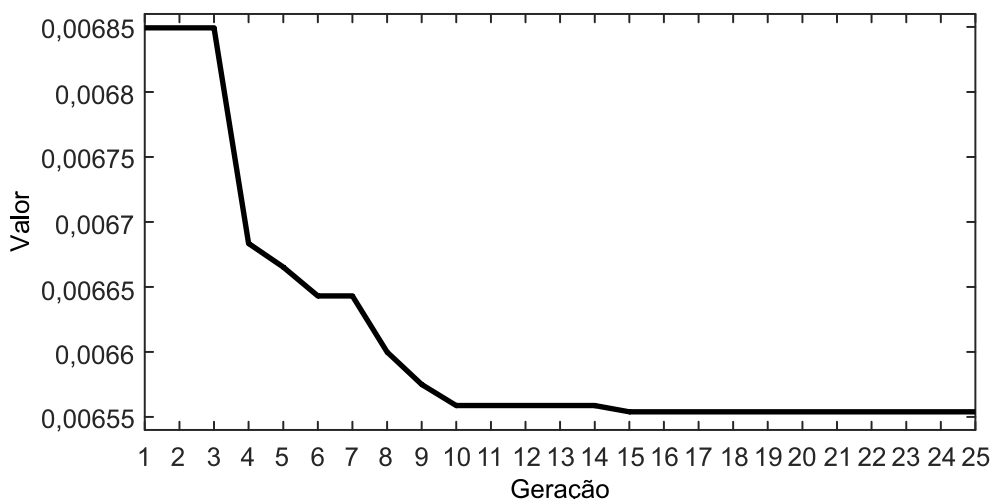
Para o projeto dos ganhos do controle inercial no modo Diesel  $V_f$ , o tamanho da população, o número de gerações e as probabilidades de reprodução e de mutação foram mantidos nos mesmos valores do projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel. Estes valores também serão mantidos nos demais projetos que serão descritos posteriormente. Uma análise do lugar das raízes também foi realizada para a determinação dos limites dos ganhos, cujos valores são apresentados na Tabela 6. A otimização teve como objetivos minimizar a energia do sinal de erro da frequência e do sinal de erro da tensão no barramento CC, sendo que os coeficientes da função objetivo foram ajustados para priorizar o sinal da frequência sem deixar de considerar a tensão no barramento CC. Para cada cálculo da função objetivo foi executada a simulação do sistema não linear com uma entrada de carga de 400 kW. Na Tabela 7 são mostrados os valores obtidos para cada ganho, bem como o valor final da função objetivo e a energia dos sinais de erro. Na Figura 60 é possível ver a redução no valor da função objetivo durante o projeto.

**Tabela 6 - Parâmetros de projeto dos ganhos do controlador inercial no modo Diesel  $V_f$ .**

Limites dos Ganhos					Função Objetivo	
$K_{p,iner1}$	$K_{i,iner1}$	$K_{d,iner1}$	$K_{p,iner2}$	$K_{d,iner2}$	Energia da Freq.	Energia de Vcc
0,6 - 28,0	0,2 - 24,0	0,1 - 1,6	0 - 6,4	0,4 - 0,96	0,8	0,2

**Tabela 7 - Resultados do projeto dos ganhos do controlador inercial no modo Diesel  $V_f$ .**

$K_{p,iner1}$	$K_{i,iner1}$	$K_{d,iner1}$	$K_{p,iner2}$	$K_{d,iner2}$	Função Objetivo	Energia da Freq.	Energia de Vcc
14,595	23,845	0,127	1,025	0,931	0,006551	0,0074	0,0025



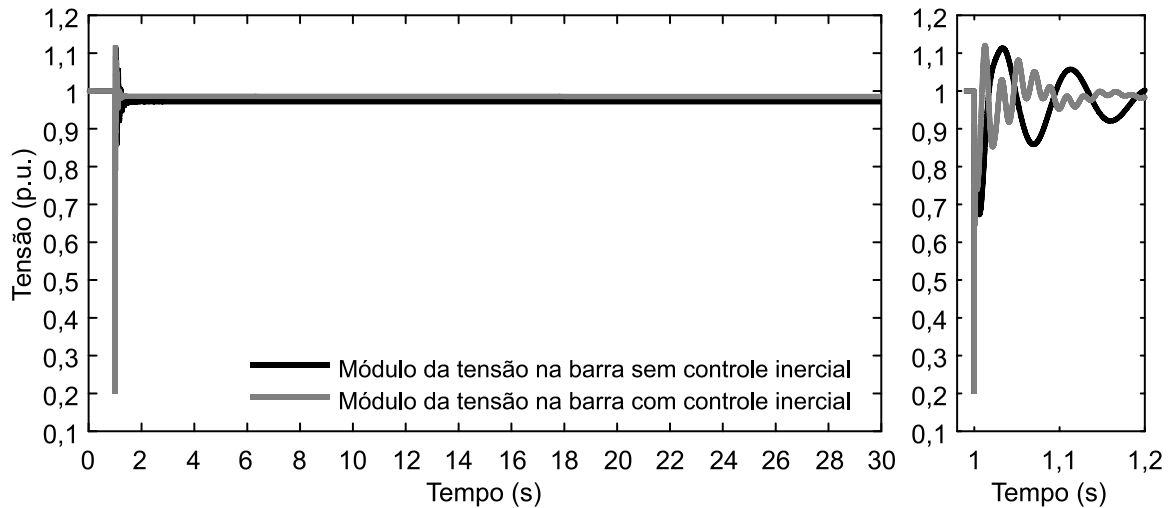
**Figura 60 - Valor da função objetivo durante o projeto do controlador inercial no modo Diesel Vf.**

#### 7.1.2.2 Etapa de energização da microrrede

A avaliação do controle inercial proposto para o restabelecimento do sistema foi inicialmente realizada considerando o restabelecimento de um bloco de cargas de 400 kW, correspondente ao bloco de carga 1 ilustrado na Figura 18. Antes da energização do bloco de carga de 400 kW, a unidade eólica estava conectada à barra de geração, fornecendo uma potência inicial de 50 kW para as cargas locais, com velocidade do rotor em 1,2 p.u., ângulo de passo de  $8,95^\circ$  e vento de 10 m/s. A carga local de 100 kW é compartilhada pelas unidades de geração, de modo que o gerador diesel opera em 50 kW. A composição adotada para a carga do tipo ZIP foi 60% para carga do tipo impedância constante, 20% para carga do tipo corrente constante e 20% para carga de potência constante. O impacto do restabelecimento da microrrede no comportamento da frequência é avaliado em dois cenários diferentes: unidade eólica operando sem o controle inercial proposto e unidade eólica operando com o controle inercial proposto.

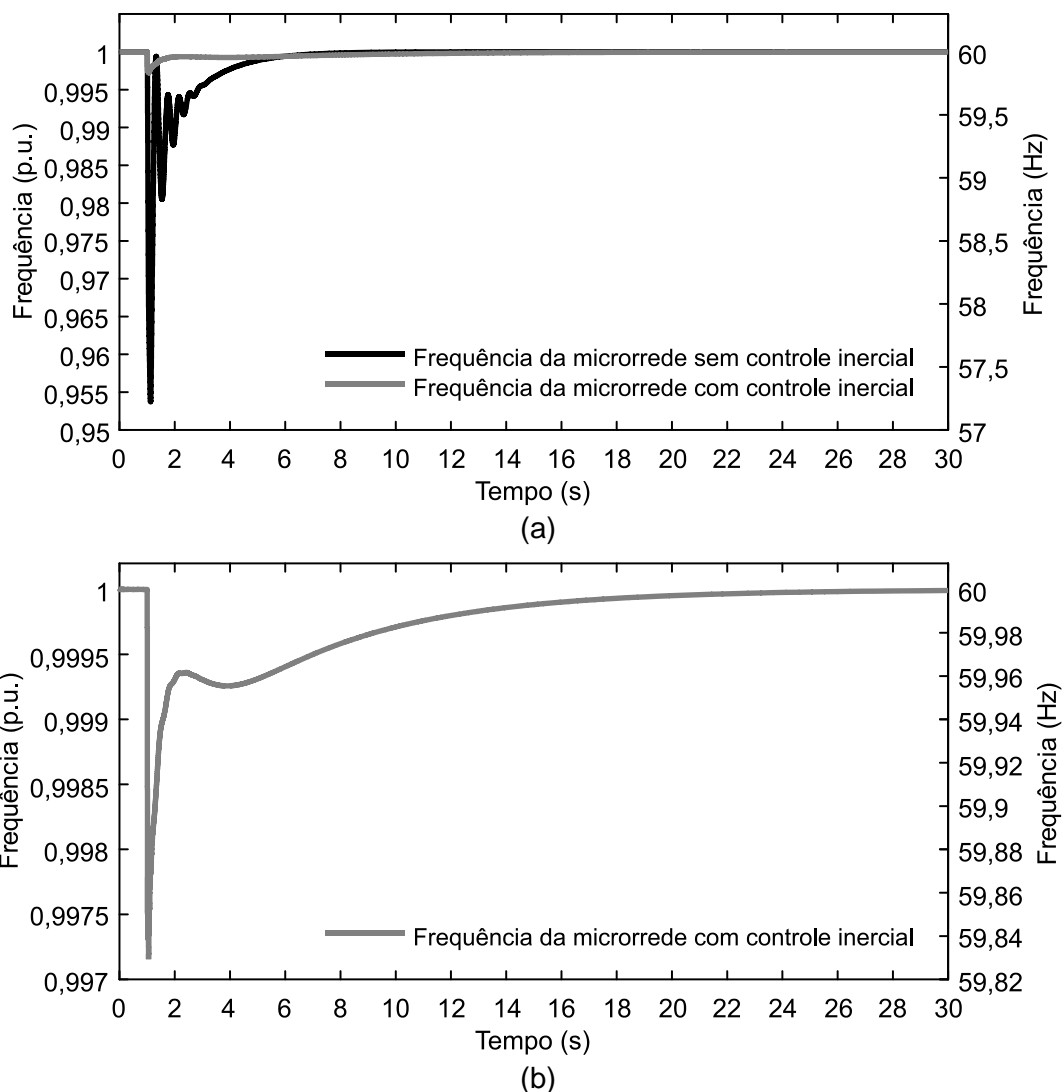
A Figura 61 apresenta o módulo da tensão na barra de geração durante a energização do conjunto de cargas de 400 kW, considerando os dois cenários adotados. Um transitório elevado ocorre no momento do fechamento da chave  $S_3$  (Figura 18), sendo mitigado logo em seguida pela ação do regulador automático de tensão. O erro de tensão em regime permanente está associado ao controle do tipo proporcional para o sistema de excitação e à tomada de carga do gerador diesel, que é maior quando a unidade eólica não tem contribuição inercial. Uma ampliação

do transitório inicial é apresentada para melhor visualização do comportamento da tensão. É importante salientar que o afundamento elevado na tensão ocorre devido ao acionamento do bloco de cargas, que causa a redução repentina da impedância da carga. Este afundamento possui magnitude igual para os dois casos e duração ínfima.



**Figura 61 - Tensão na barra de geração durante a energização da microrrede (Diesel Vf).**

A Figura 62 apresenta a frequência durante a etapa de energização da microrrede. O afundamento de frequência é significativamente reduzido com a atuação das malhas de controle suplementares aplicadas à unidade eólica, passando de aproximadamente 57,2 Hz de frequência mínima para aproximadamente 59,83 Hz. Este desempenho se deve em grande parte pela rapidez de resposta dos conversores da unidade eólica, aumentando a potência entregue à microrrede em um pequeno intervalo de tempo. Neste sentido, a parcela derivativa do controle inercial tem grande importância, pois a ação de controle derivativa é estabelecida a partir da taxa de variação de frequência, o ROCOF, que é máxima no momento inicial após a ocorrência do degrau de carga. Isso resulta em uma grande ação de controle já nos primeiros instantes, quando o erro de frequência ainda é baixo. Além disso, a antecipação da extração de potência do barramento CC, feita pela atuação da malha de controle inercial aplicada no inversor, colabora para que o desbalanço de potência da microrrede seja eliminado mais rapidamente.



**Figura 62 - Frequência da microrrede durante a energização (Diesel Vf): (a) resposta do sistema sem e com controle inercial; (b) somente a resposta do sistema com controle inercial.**

A potência ativa fornecida pelo gerador diesel é mostrada na Figura 63 e as potências ativa e mecânica da unidade eólica podem ser vistas na Figura 64. Quando o controle inercial da unidade eólica está desabilitado, o gerador diesel assume toda a potência requerida pela carga e a unidade eólica mantém-se na potência inicial de 50 kW. No caso em que o controle inercial está habilitado, a unidade eólica fornece grande parte da potência de forma quase instantânea, reduzindo posteriormente a potência entregue à microrrede, à medida que a frequência é restabelecida e o gerador diesel aumenta a sua geração. É importante salientar que a potência mecânica da turbina eólica aumenta gradativamente, o que está relacionado com a mudança do ponto de operação e a extração de energia cinética, levando a unidade eólica a trabalhar em um ponto de menor velocidade e maior extração de potência do vento.



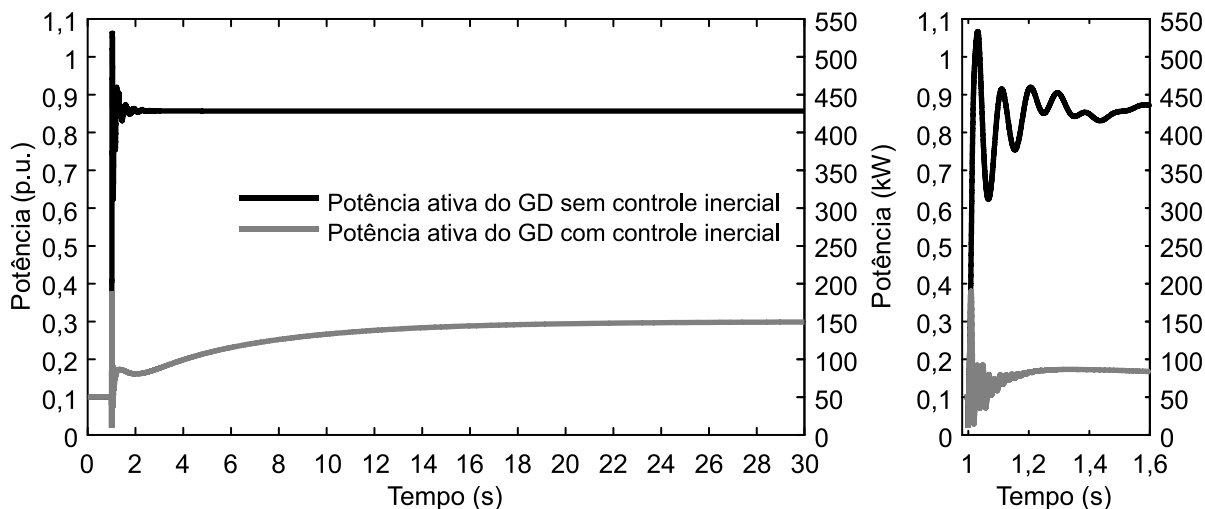


Figura 63 - Potência ativa do gerador diesel durante a energização da microrrede (Diesel Vf).

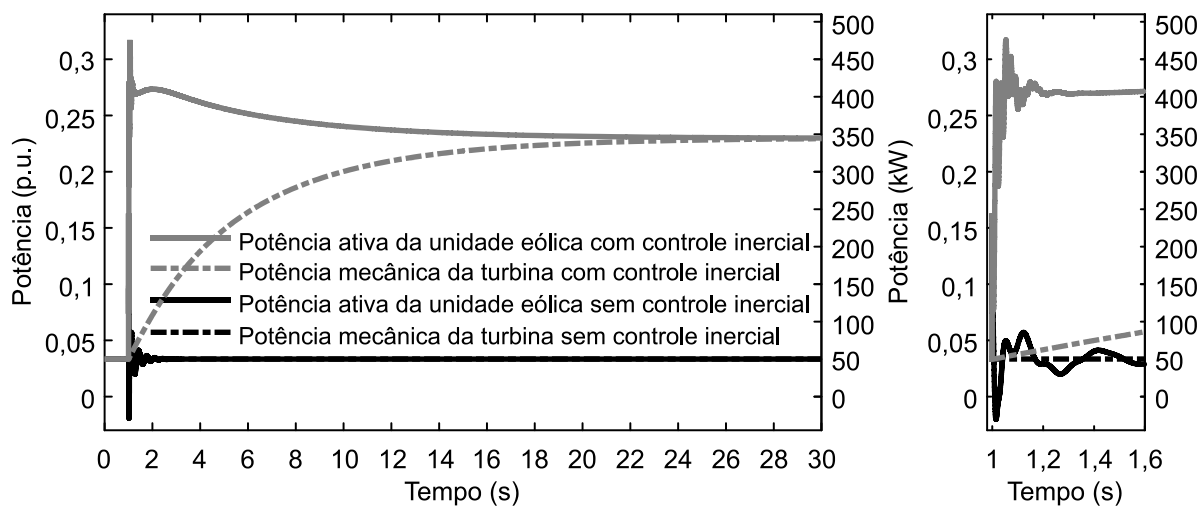


Figura 64 - Potências da unidade eólica durante a energização da microrrede (Diesel Vf).

Na Figura 65 e na Figura 66 são apresentadas as correntes de eixo direto e de quadratura do gerador diesel e da unidade eólica, respectivamente. Como é visto, não ocorrem surtos elevados de corrente que possam provocar danos às unidades de geração devido à ação dos controladores propostos.

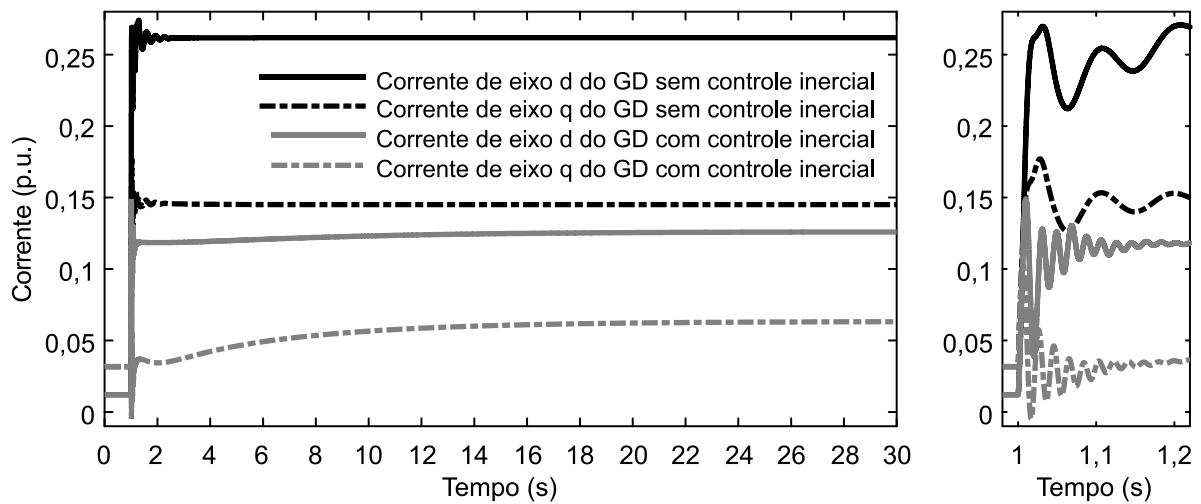


Figura 65 - Correntes do gerador diesel durante a energização da microrrede (Diesel Vf).

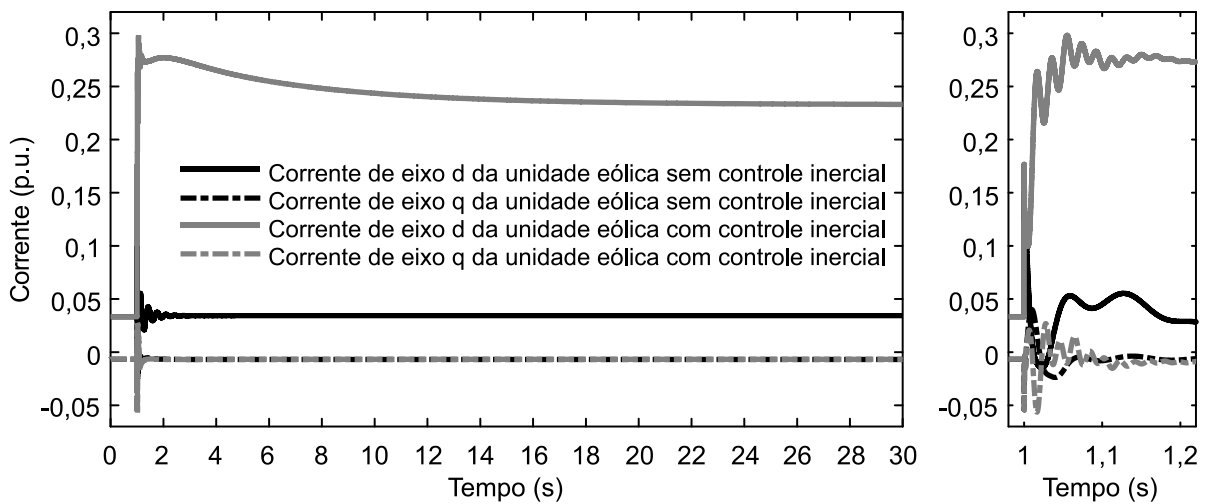


Figura 66 - Correntes da unidade eólica durante a energização da microrrede (Diesel Vf).

A alteração na velocidade de operação da turbina eólica durante a contribuição inercial é mostrada na Figura 67, sendo resultado da alteração na referência de velocidade da turbina pela ação de controle  $AC_{iner,1}$  incluída no retificador. Neste caso, a parcela integral do controle é importante para que a turbina se mantenha em uma velocidade menor, fornecendo em regime permanente a potência disponível no novo ponto de operação.

Para completar a análise da execução da etapa de energização da microrrede, a Figura 68 apresenta a tensão no barramento CC da unidade eólica, que depende do equilíbrio entre a potência de saída do retificador, fornecida ao barramento CC, e de saída do inversor, extraída do barramento CC. Mesmo com a ação de controle  $AC_{iner,2}$  que antecipa a extração de energia do barramento CC

para contribuir com a regulação de frequência, não há afundamento da tensão no barramento CC. Isso ocorre pela ação coordenada entre as duas malhas de controle propostas que foram projetadas também de forma a minimizar a energia do sinal de tensão no barramento CC, além da energia do sinal da frequência.

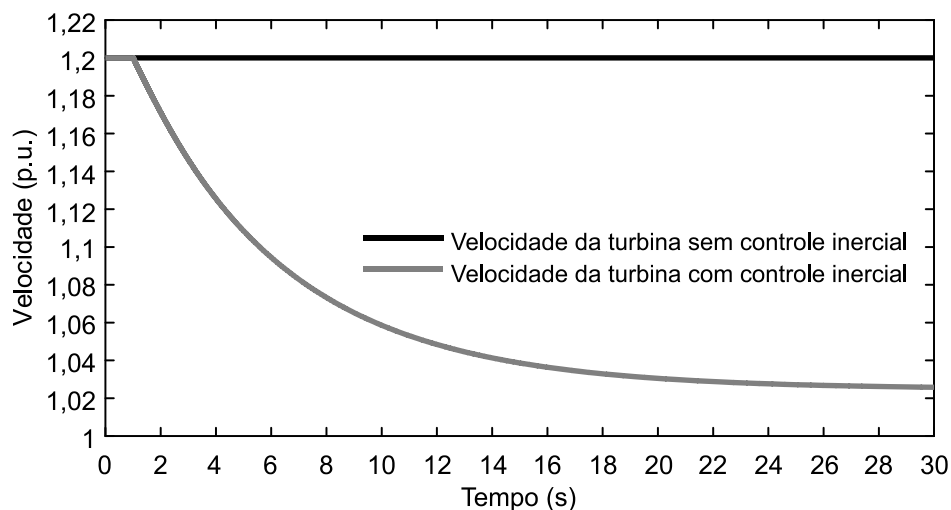


Figura 67 - Velocidade da turbina eólica durante a energização da microrrede (Diesel Vf).

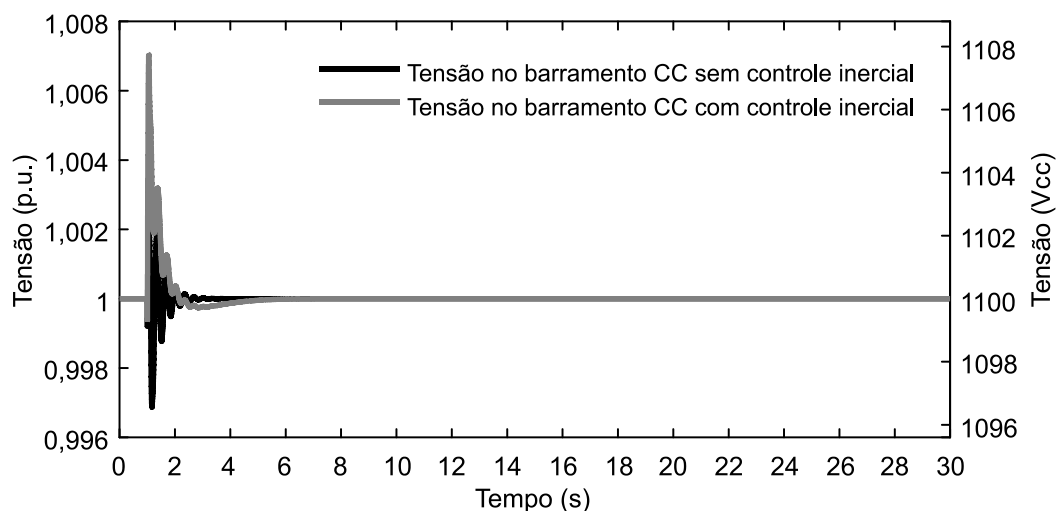


Figura 68 - Tensão do barramento CC da unidade eólica durante a energização da microrrede (Diesel Vf).

Os resultados obtidos nas simulações mostraram a efetividade das malhas de controle suplementares e das estratégias operacionais propostas para o restabelecimento da microrrede. O controle inercial proporcionou uma melhoria significativa no controle da frequência do sistema na etapa de energização da microrrede.

### 7.1.2.3 Impacto da descoordenação das malhas de controle propostas

O projeto dos ganhos das malhas de controle propostas foi realizado considerando a atuação conjunta das duas malhas. Da forma como foi realizado, o projeto garante que as ações de controle atuem coordenadamente, buscando reduzir o afundamento de frequência sem provocar variações significativas na tensão do barramento CC. Neste contexto, uma possível descoordenação entre as duas malhas de controle pode provocar variações maiores na frequência da microrrede e na tensão do barramento CC, piorando o desempenho dos controladores e podendo comprometer a operação estável do sistema.

Para analisar os impactos da descoordenação entre as malhas de controle, os ganhos proporcional e derivativo da malha suplementar que atua no inversor da unidade eólica foram reduzidos para 30% de seus valores de projeto (Tabela 7). Os resultados da ação descoordenada entre as duas malhas são apresentados na Figura 69 e na Figura 70, onde é possível ver uma alteração no desempenho do sistema com relação ao desvio de frequência e a variação de tensão no barramento CC, respectivamente.

A descoordenação provocou um aumento de 132% no afundamento de frequência em relação ao resultado obtido com os ganhos projetados. Já a tensão no barramento CC apresentou um desvio 586% maior em relação ao caso com as malhas coordenadas. Os resultados mostram a importância de se realizar o projeto considerando a atuação conjunta das duas malhas de controle propostas.

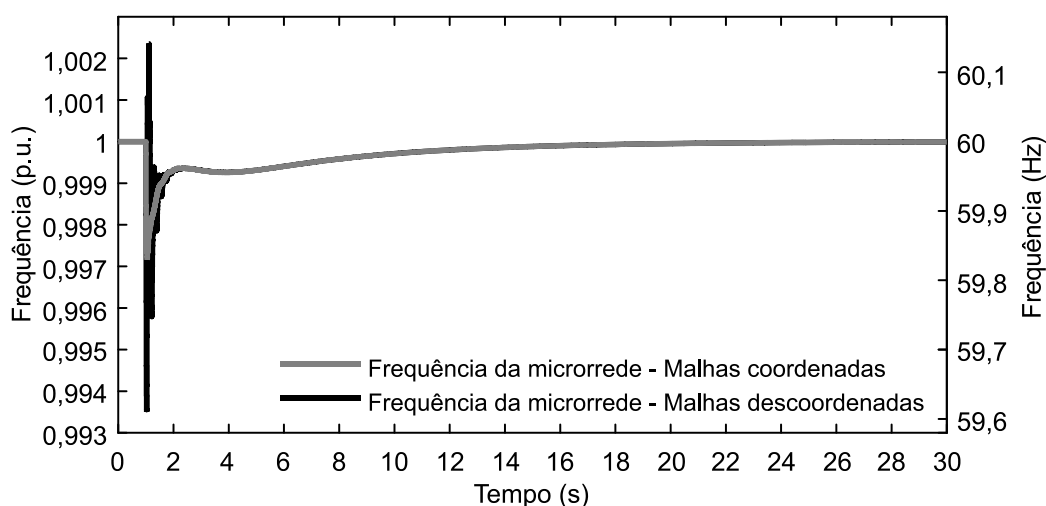
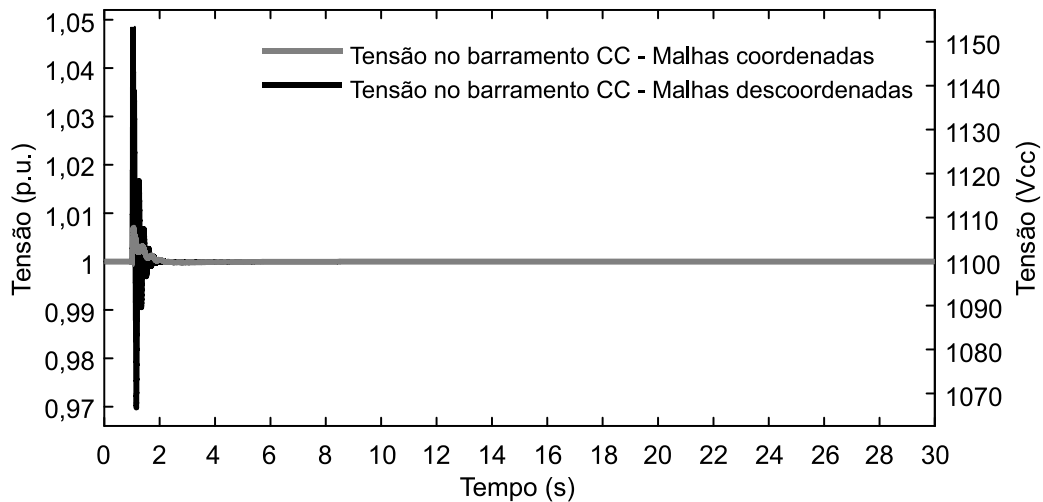


Figura 69 - Impacto da descoordenação das malhas propostas na frequência da microrrede.



**Figura 70 - Impacto da descoordenação das malhas propostas na tensão do barramento CC.**

Além disso, os resultados permitem visualizar a importância da malha de controle que atua no inversor. Por antecipar o aumento da potência entregue pela unidade eólica, a malha antecipatória tem papel significativo na redução do afundamento de frequência (Figura 69), como pôde ser visto através da redução da sua participação. Essa característica poderia ter sido evidenciada ainda mais pela anulação completa da atuação da malha antecipatória, o que não foi possível em virtude da instabilidade provocada por essa situação. A instabilidade se manifestou por meio de oscilações elevadas na tensão do barramento CC e consequentes oscilações na potência entregue pela unidade eólica. Estas oscilações impactam na regulação de velocidade do gerador diesel, excitando o modo de oscilação eletromecânico e causando a instabilidade do sistema. Neste contexto, foi possível verificar que a parcela derivativa da malha antecipatória colabora também para preservar a estabilidade do sistema, pois contribui para o amortecimento das oscilações na potência entregue pela unidade eólica e, consequentemente, do modo eletromecânico do gerador diesel.

### 7.1.3 Avaliação das Condições de Vento e Carga no Restabelecimento da Microrrede

Diferentes condições operacionais, correspondentes a diferentes velocidades de vento e diferentes valores de carga para a microrrede, foram consideradas para avaliar o desempenho dos controladores propostos.

### 7.1.3.1 Diferentes condições de vento considerando o restabelecimento de uma carga de 400 kW

Para o mesmo degrau de carga de 400 kW, anteriormente apresentado, a etapa de energização da microrrede é realizada considerando três diferentes velocidades de vento: 6 m/s (vento fraco), 10 m/s (vento moderado, condição já apresentada) e 14 m/s (vento forte). Em todas as condições operacionais, a geração disponível é maior que a potência da carga a ser energizada.

O comportamento da frequência do sistema para as condições mencionadas pode ser vista na Figura 71. O afundamento da frequência em todos os casos se mantém aproximadamente o mesmo, o que permite concluir que nos momentos iniciais após a entrada de carga a ação dos controladores propostos não depende da condição de vento. Essa característica é também evidenciada pelo comportamento da potência ativa fornecida pela unidade eólica nos momentos iniciais após à perturbação, como mostrado na Figura 73.

Por outro lado, o compartilhamento de carga é sensivelmente afetado pela condição de vento. Nota-se na Figura 72 e na Figura 73 que quanto maior a velocidade de vento, maior é a potência assumida pela unidade eólica e menor a potência assumida pelo gerador diesel. Este comportamento está relacionado com a inclinação nas curvas de potência mecânica versus velocidade do rotor da unidade eólica na região de sobrevelocidade, conforme ilustrado na Figura 45. Neste sentido, quanto maior a velocidade de vento, maior a inclinação da curva mencionada e maior será a potência assumida na desaceleração da turbina.

Na condição de vento de 6 m/s ocorre um segundo afundamento de frequência em  $t \approx 21$  s, momento em que a unidade eólica atinge o ponto de máxima potência para essa velocidade de vento. De acordo com as estratégias operacionais apresentadas, quando o PMP é atingido o controle inercial deve ser desativado, evitando que a turbina entre na região de subvelocidade e ocorra redução na potência fornecida pela unidade eólica. O impacto observado na frequência é decorrente da diferença entre potência mecânica e potência ativa da unidade eólica no momento da desativação do controle inercial, conforme pode ser observado na Figura 73. Essa diferença de potência de aproximadamente 50 kW é

então assumida pelo gerador diesel (Figura 72), resultando em um afundamento de frequência.

Na Figura 74 é mostrado o comportamento da velocidade da turbina eólica para cada condição de vento. Como é possível visualizar, quanto menor a velocidade do vento, maior é a variação de velocidade decorrente da atuação do controle inercial. Para a velocidade de vento de 6 m/s, a velocidade inicial da turbina eólica é inferior à velocidade máxima de operação da turbina eólica pelo fato da condição de vento ser insuficiente para manter a turbina operando na velocidade máxima de operação, alimentando uma carga de 50 kW.

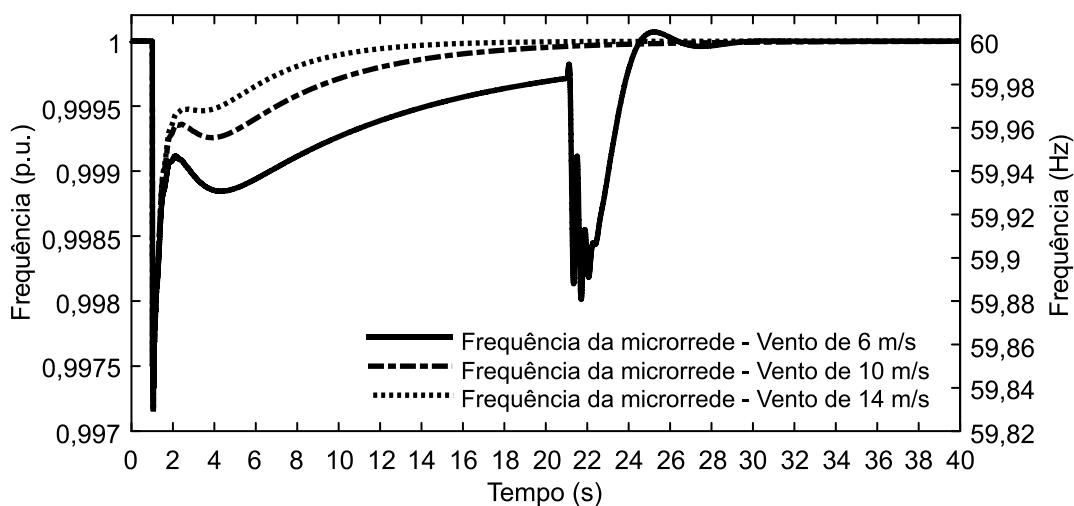


Figura 71 - Frequência da microrrede para diferentes condições de vento e carga de 400 kW.

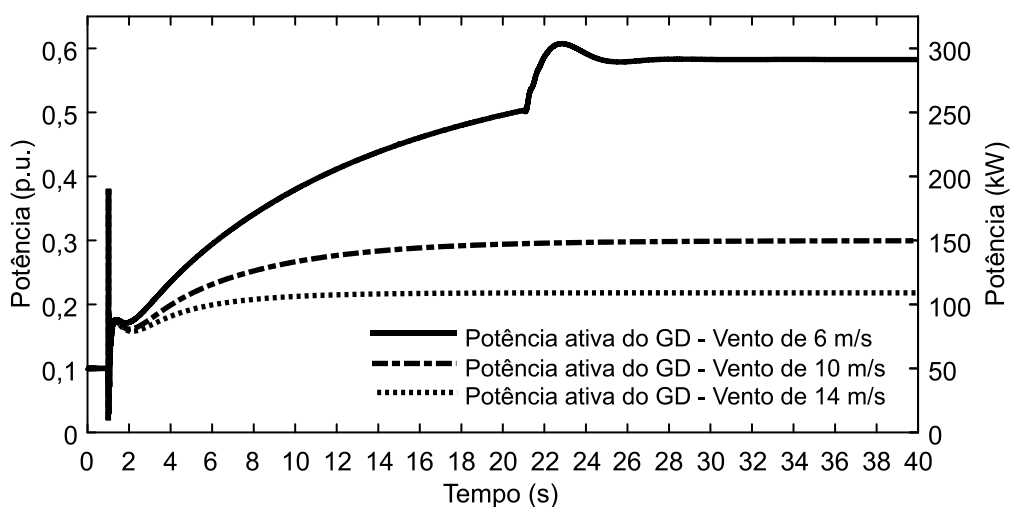


Figura 72 - Potência do gerador diesel para diferentes condições de vento e carga de 400 kW.

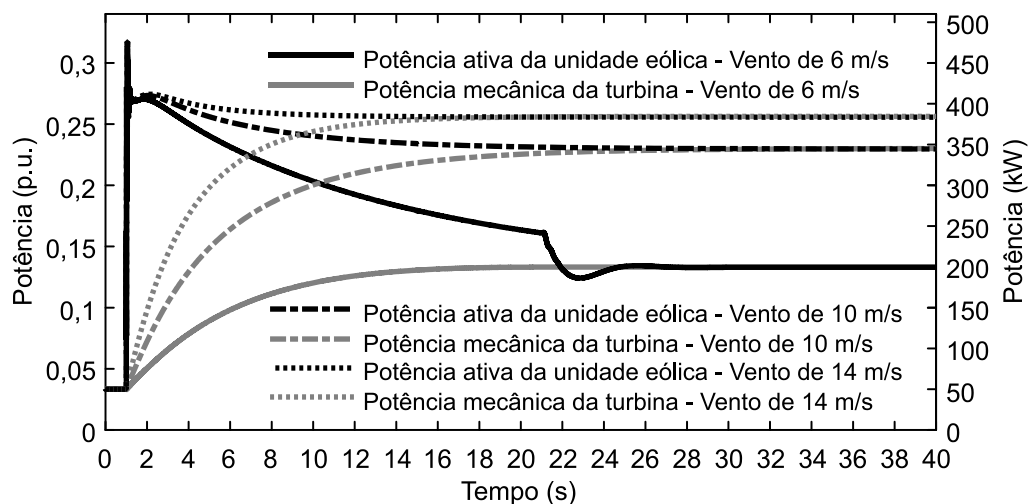


Figura 73 - Potências da unidade eólica para diferentes condições de vento e carga de 400 kW.

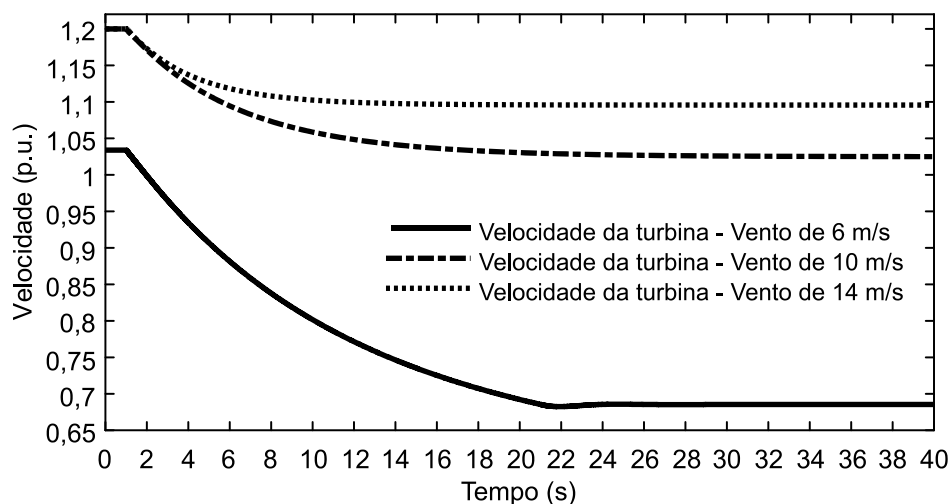


Figura 74 - Velocidade da turbina eólica para diferentes condições de vento e carga de 400 kW.

### 7.1.3.2 Diferentes condição de vento considerando o restabelecimento de uma carga de 600 kW

No caso da energização de uma carga de 600 kW, o gerador diesel não teria condições de restabelecer o sistema sem a atuação do controle suplementar da unidade eólica, pois a carga a ser energizada é maior que a potência nominal do gerador diesel. As condições de vento consideradas neste caso são de 10 m/s e 14 m/s. Na condição de 6 m/s a geração disponível, calculada por (93), é insuficiente para energizar a microrrede, por isso os resultados referentes à essa condição operacional não foram apresentados.



O afundamento de frequência observado na Figura 75 para o degrau de carga de 600 kW é mais acentuado que para o degrau de carga de 400 kW, porém não difere nas duas condições de vento. Assim é possível concluir que o afundamento de frequência depende principalmente da carga aplicada ao sistema e não da condição de vento. Na Figura 76 e na Figura 77 são apresentadas as potências do gerador diesel e da unidade eólica, respectivamente. Verifica-se novamente que quanto maior a velocidade de vento, maior é a potência assumida pela unidade eólica e menor a potência assumida pelo gerador diesel.

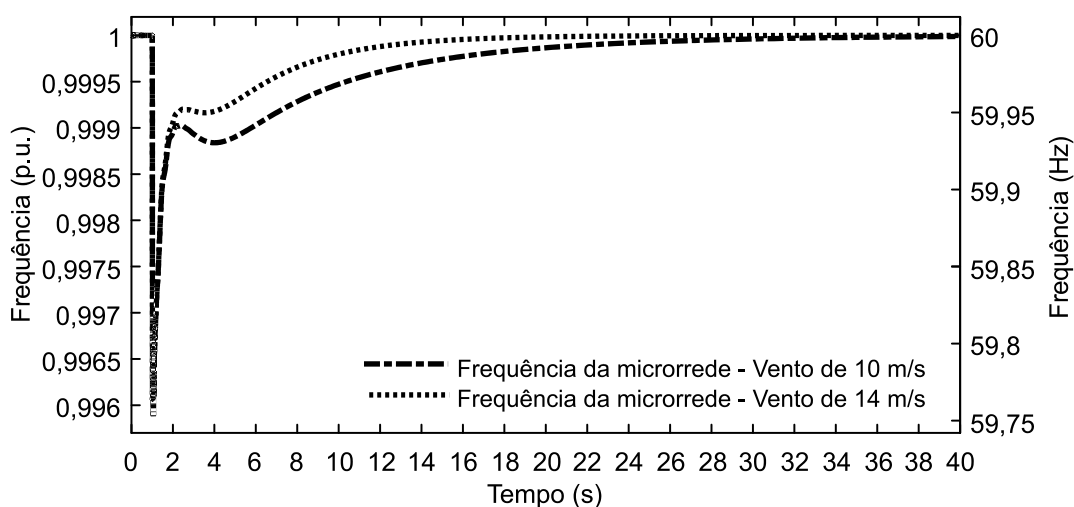


Figura 75 - Frequência da microrrede para diferentes condições de vento e carga de 600 kW.

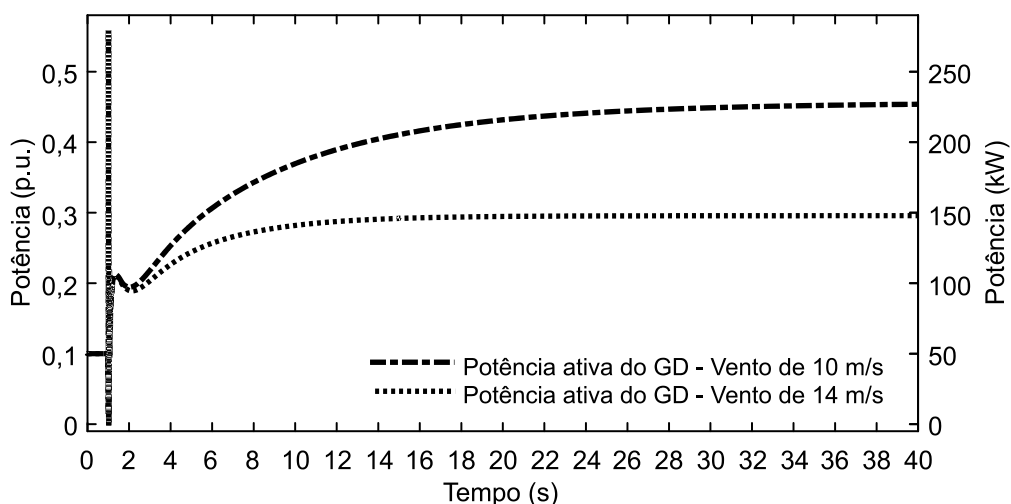


Figura 76 - Potência do gerador diesel para diferentes condições de vento e carga de 600 kW.

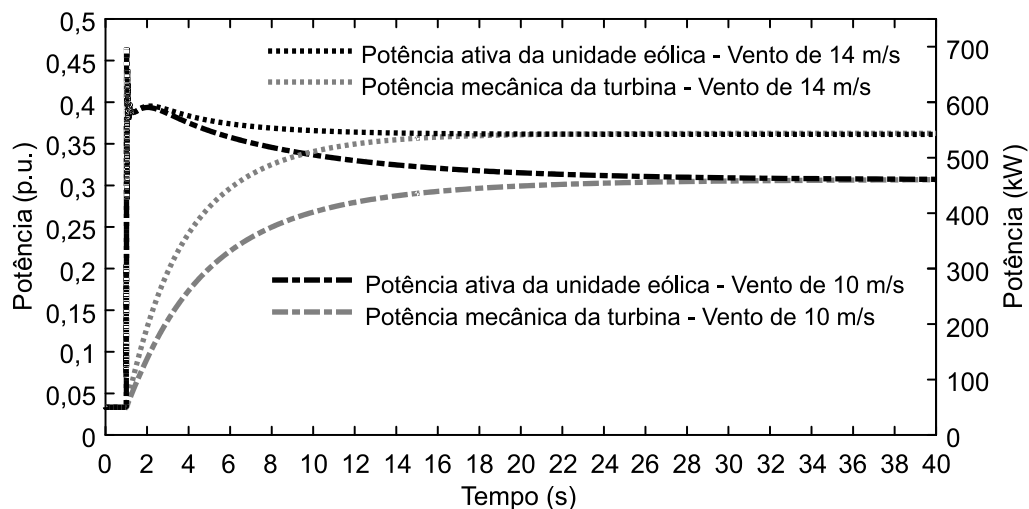


Figura 77 - Potências da unidade eólica para diferentes condições de vento e carga de 600 kW.

A Figura 78 mostra a velocidade da turbina eólica nos dois casos simulados, onde ocorre uma maior redução na velocidade da turbina quando a velocidade de vento é menor. Se comparado com o que é mostrado na Figura 74, para as velocidades de vento de 10 e 14 m/s, a redução de velocidade da turbina é maior, em decorrência do maior degrau de carga aplicado.

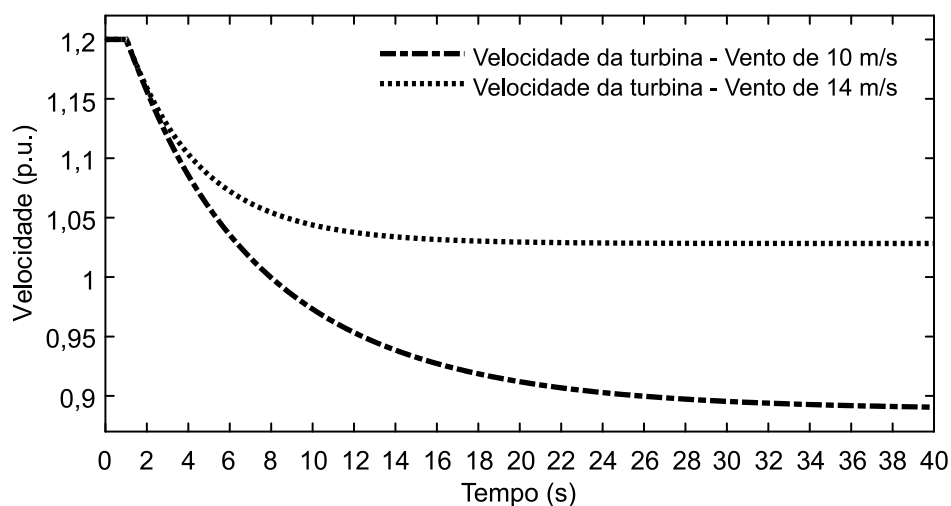


Figura 78 - Velocidade da turbina eólica para diferentes condições de vento e carga de 600 kW.

#### 7.1.4 Transferência de Carga da Unidade Eólica para o Gerador Diesel

Após a energização da microrrede, a transferência de carga da unidade eólica para o gerador diesel pode ser necessária para manter determinada

quantidade de energia cinética disponível na unidade eólica para uma nova contribuição inercial. Na transferência de carga, as variáveis de estado dos controladores propostos são zeradas e uma nova referência de velocidade é aplicada à malha de controle de velocidade do retificador. Na mudança de referência é utilizado um filtro de primeira ordem com constante de tempo de 10 segundos, de forma que a potência ativa da unidade eólica e a velocidade da turbina sejam controladas suavemente, minimizando grandes transitórios e, conseqüentemente, minimizando o impacto da variação de potência na frequência do sistema.

A transferência de carga que será mostrada a seguir é um processo realizado após a energização da microrrede, considerando a condição de vento de 10 m/s e carga energizada igual a 600 kW, referente ao restabelecimento apresentado na subseção anterior. A nova referência de velocidade da turbina eólica é determinada para retomar metade do valor da redução de velocidade ocorrida durante a desaceleração, recuperando assim parte da energia cinética extraída anteriormente. Outros critérios para a determinação da nova referência de velocidade podem ser utilizados.

Na Figura 79 é possível ver a frequência da microrrede durante a transferência de carga. O afundamento ocorre devido à redução na potência ativa entregue pela unidade eólica (Figura 81), fazendo com que o gerador diesel aumente a sua geração (Figura 80). O aumento da velocidade da turbina eólica é apresentado na Figura 82. Com essa operação, a unidade eólica mantém uma capacidade significativa de contribuição inercial para poder contribuir com o restabelecimento de um possível novo bloco de cargas.

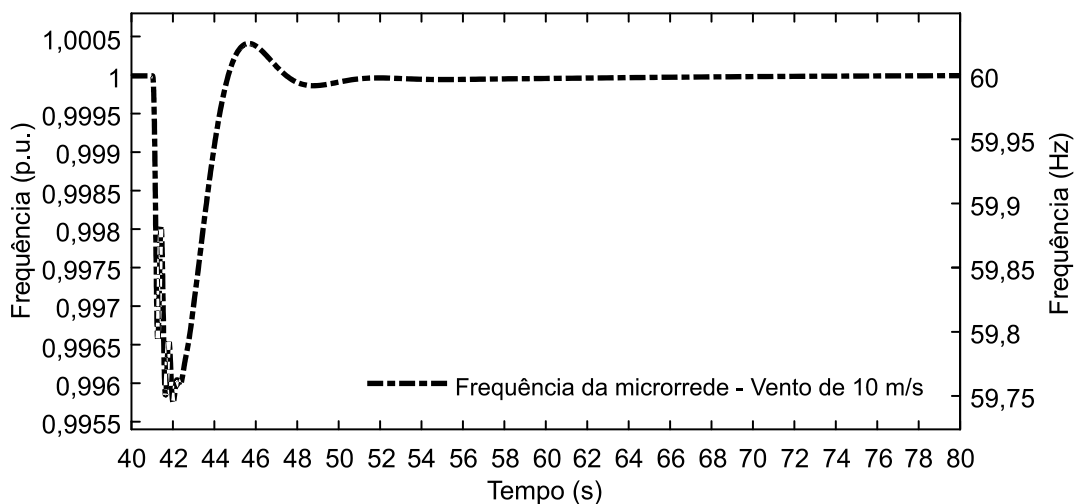


Figura 79 - Frequência da microrrede durante a transferência de carga.

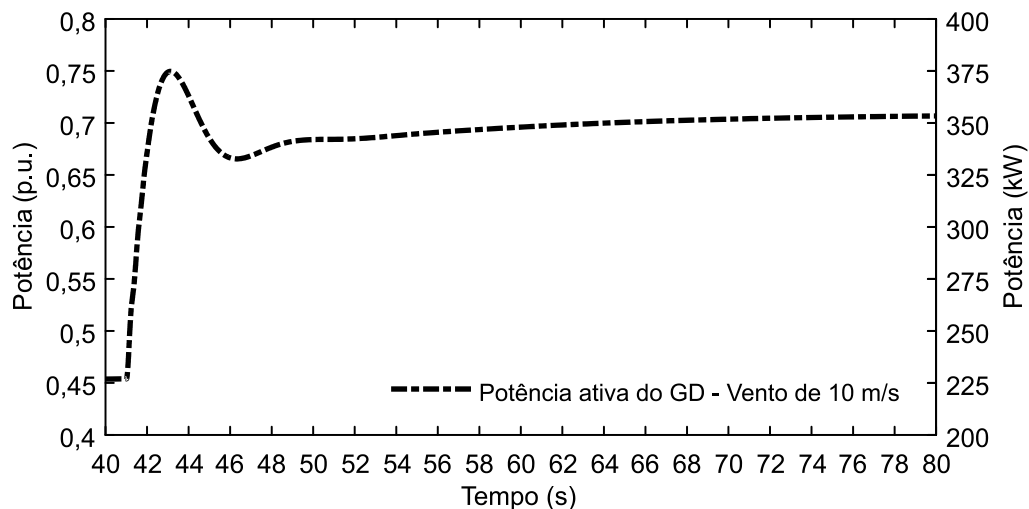


Figura 80 - Potência do gerador diesel durante a transferência de carga.

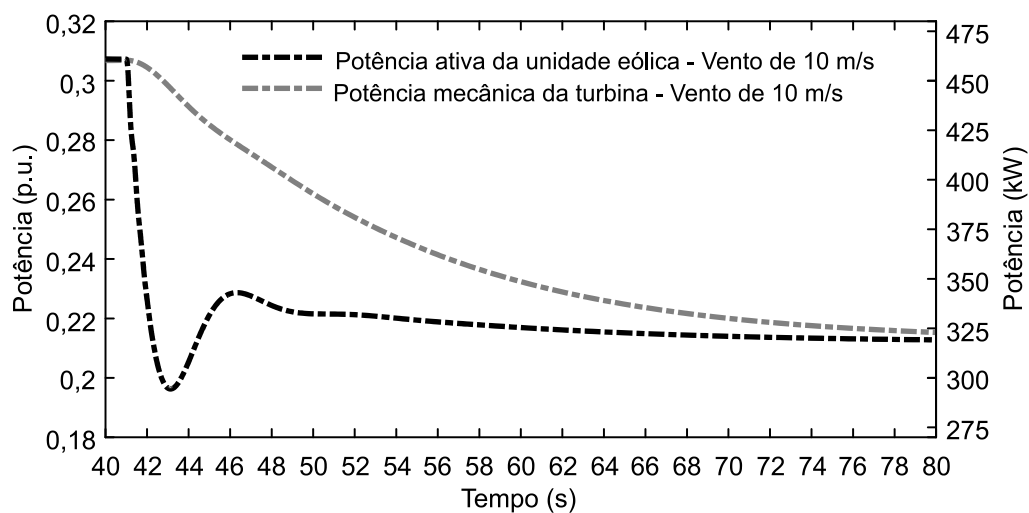


Figura 81 - Potências da unidade eólica durante a transferência de carga.

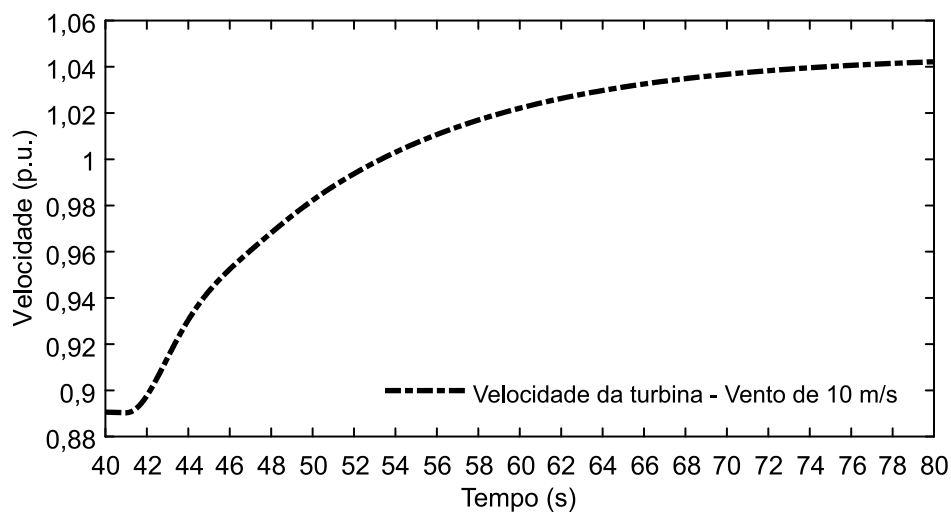


Figura 82 - Velocidade da turbina eólica durante a transferência de carga.

### 7.1.5 Avaliação do Nível de Inserção da Geração Eólica

Adotou-se neste trabalho uma topologia de microrrede híbrida eólico-diesel com um nível de inserção da geração eólica de 75%. O elevado nível de inserção evidencia questões relativas à baixa inércia equivalente do sistema. A principal contribuição do trabalho é o controle auxiliar de frequência, que é sensivelmente afetado pelo nível de inserção da geração eólica. Neste sentido também avalia-se a efetividade das estratégias propostas para um nível de inserção de geração eólica de 50%.

O nível de inserção de 50% foi atingido através da substituição do gerador diesel de 500 kW por um gerador diesel de 1,5 MW, cujos parâmetros são apresentados no Apêndice A. Desta forma, não foi necessária alteração na potência nominal da unidade eólica, que se manteve em 1,5 MW.

A análise proposta nesta subseção visa comparar o comportamento dos sistemas com inserção da geração eólica de 75% e 50%, considerando o restabelecimento de um bloco de carga de 400 kW. No sistema com inserção de 50%, foram refeitos os projetos dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel e do controle inercial, usando o mesmo procedimento adotado no sistema com inserção de 75%.

#### 7.1.5.1 Projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel de 1,5 MW

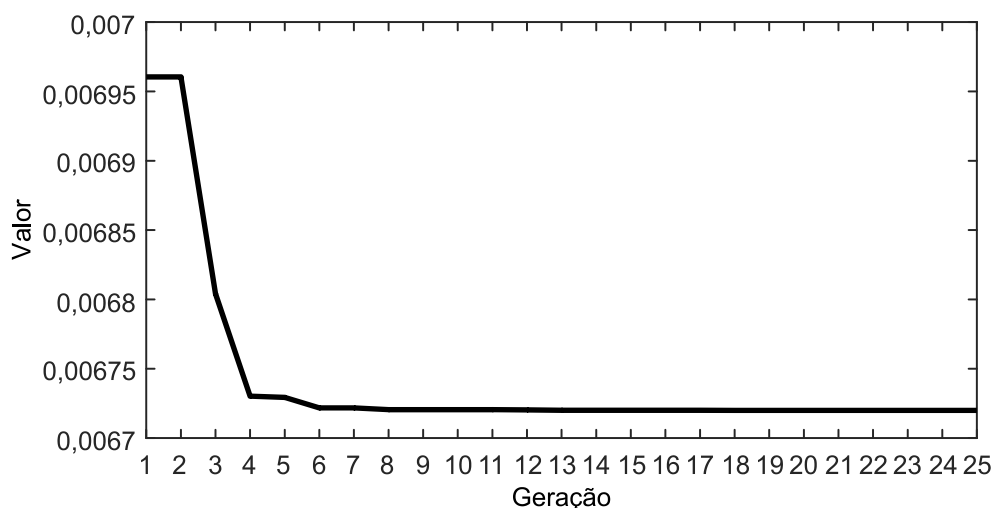
O projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel de 1,5 MW seguiu o mesmo procedimento do projeto mostrado em 7.1.1.1. Na Tabela 8 são mostrados os parâmetros de projeto e na Tabela 9 os resultados obtidos. A Figura 83 apresenta o comportamento da função objetivo durante o projeto.

**Tabela 8 - Parâmetros de projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel de 1,5 MW.**

Tamanho da População	Número de Gerações	Probabilidade de Cruzamento	Probabilidade de Mutação	Limites dos Ganhos		Função Objetivo		
				$K_p$	$K_i$	Energia	Afundamento	Ultrapassagem
250	25	100%	20%	0 - 50	0 - 50	0,3	0,2	0,5

**Tabela 9 - Resultados do projeto dos ganhos do regulador de velocidade do gerador diesel de 1,5 MW.**

$K_p$	$K_i$	Função Objetivo	Energia	Afundamento	Ultrapassagem
38,652	24,574	0,00672	0,0110	0,0166	0,0000



**Figura 83 - Valor da função objetivo no projeto do regulador de velocidade do gerador diesel de 1,5 MW.**

### 7.1.5.2 Projeto dos ganhos do controle inercial considerando o gerador diesel de 1,5 MW

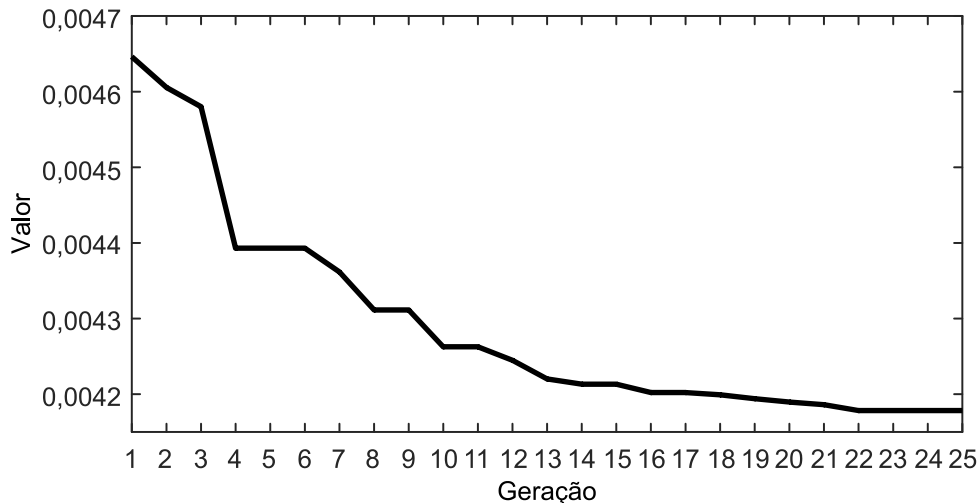
Os ganhos do controle inercial considerando o gerador diesel de 1,5 MW, o que corresponde ao nível de inserção da geração eólica de 50%, foram projetados através da técnica baseada em algoritmos genéticos, da mesma forma como procedido em 7.1.2.1. Os parâmetros usados no algoritmo são apresentados na Tabela 10 e os resultados na Tabela 11, enquanto a Figura 84 mostra o valor da função objetivo no decorrer das gerações do algoritmo.

**Tabela 10 - Parâmetros de projeto dos ganhos do controle inercial no modo Diesel Vf considerando o gerador diesel de 1,5 MW.**

Limites dos Ganhos					Função Objetivo	
$K_{p,iner1}$	$K_{i,iner1}$	$K_{d,iner1}$	$K_{p,iner2}$	$K_{d,iner2}$	Energia da Freq.	Energia de Vcc
0,5 - 28,0	0,4 - 32,0	0,3 - 2,0	0 - 13,6	0,2 - 2,0	0,8	0,2

**Tabela 11 - Resultados do projeto dos ganhos do controle inercial no modo Diesel Vf considerando o gerador diesel de 1,5 MW.**

$K_{p,iner1}$	$K_{i,iner1}$	$K_{d,iner1}$	$K_{p,iner2}$	$K_{d,iner2}$	Função Objetivo	Energia da Freq.	Energia de Vcc
20,706	31,182	0,331	1,382	1,414	0,00418	0,0043	0,0026



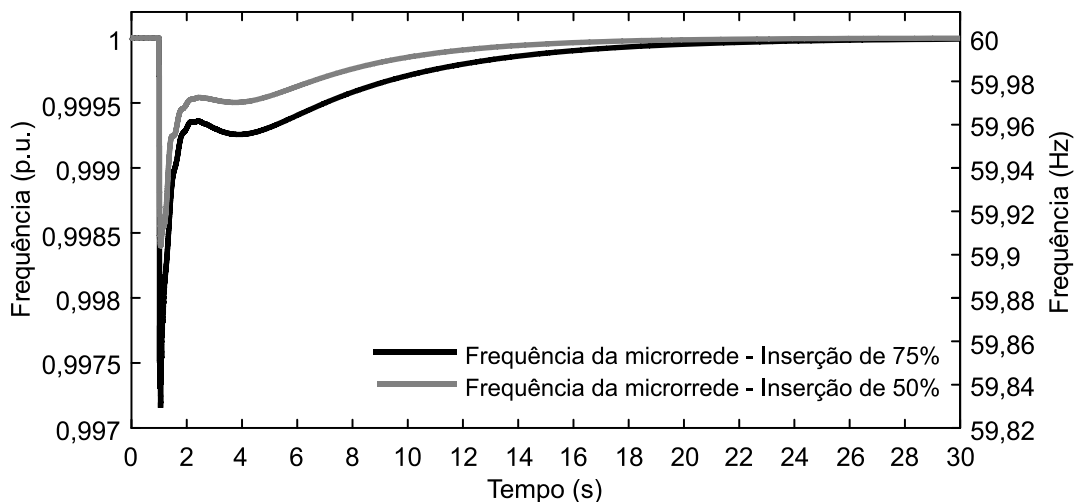
**Figura 84 - Valor da função objetivo no projeto do controle inercial considerando o gerador diesel de 1,5 MW.**

### 7.1.5.3 Comparação de desempenho do controle proposto considerando diferentes níveis de inserção da geração eólica

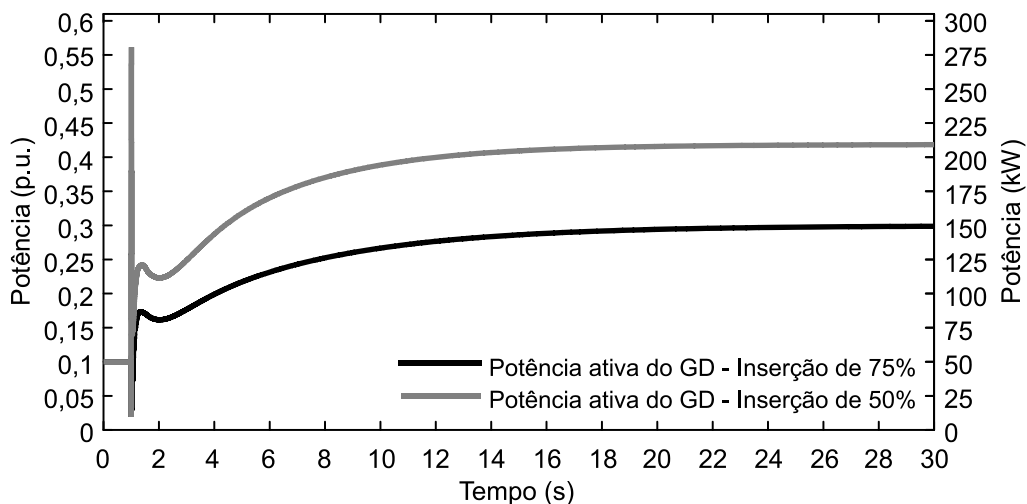
Conforme mencionado previamente, a comparação de desempenho do sistema considera o restabelecimento de um bloco de cargas de 400 kW. A participação dos componentes da carga é de 60% de impedância constante, 20% de corrente constante e 20% de potência constante.

A frequência da microrrede durante a entrada de carga para os dois níveis de inserção da geração eólica, 75% e 50%, pode ser vista na Figura 85. Nota-se que o afundamento de frequência é sensivelmente menor no sistema com inserção de 50%, devido à maior inércia equivalente do sistema e, conseqüentemente, à menor taxa de variação de frequência. O controle inercial proposto se mostrou efetivo também em um sistema com menor participação da geração eólica, indicando que pode ser utilizado em sistemas de maior porte, onde normalmente a geração tradicional é predominante.

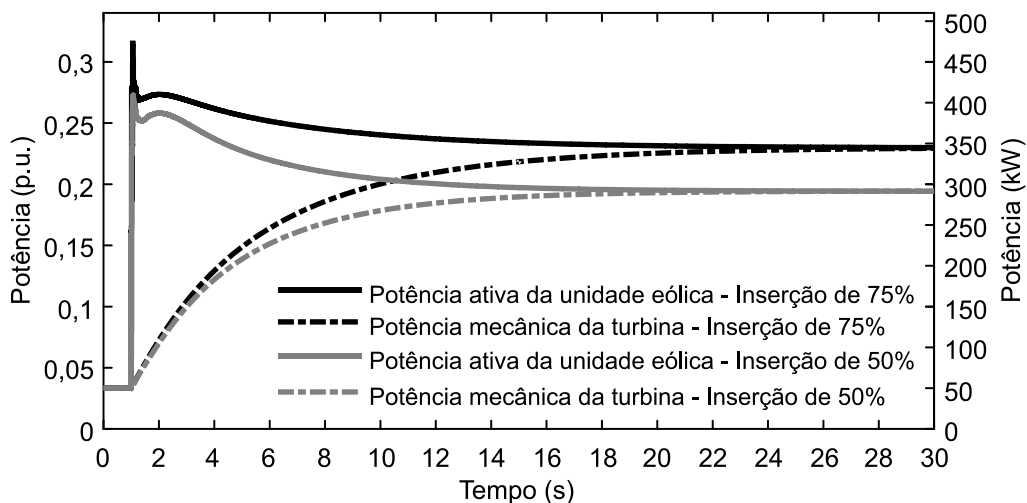
Na Figura 86 é apresentada a potência ativa do gerador diesel nos dois casos simulados e na Figura 87 são apresentadas as potências ativa e mecânica da unidade eólica, também para os dois casos. Percebe-se que no caso em que o gerador diesel tem potência nominal de 1,5 MW, sua participação no compartilhamento de carga aumenta. A unidade eólica tem uma contribuição menor nos primeiros instantes, decorrente do novo projeto dos ganhos dos controladores e da menor taxa de variação de frequência.



**Figura 85 - Frequência da microrrede considerando diferentes níveis de inserção da geração eólica.**



**Figura 86 - Potência do gerador diesel considerando diferentes níveis de inserção da geração eólica.**

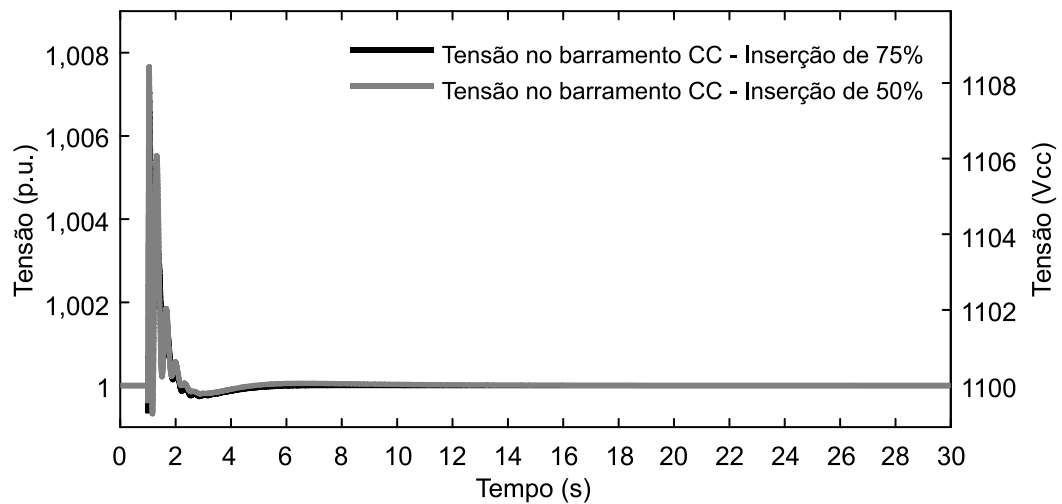


**Figura 87 - Potências da unidade eólica considerando diferentes níveis de inserção da geração eólica.**

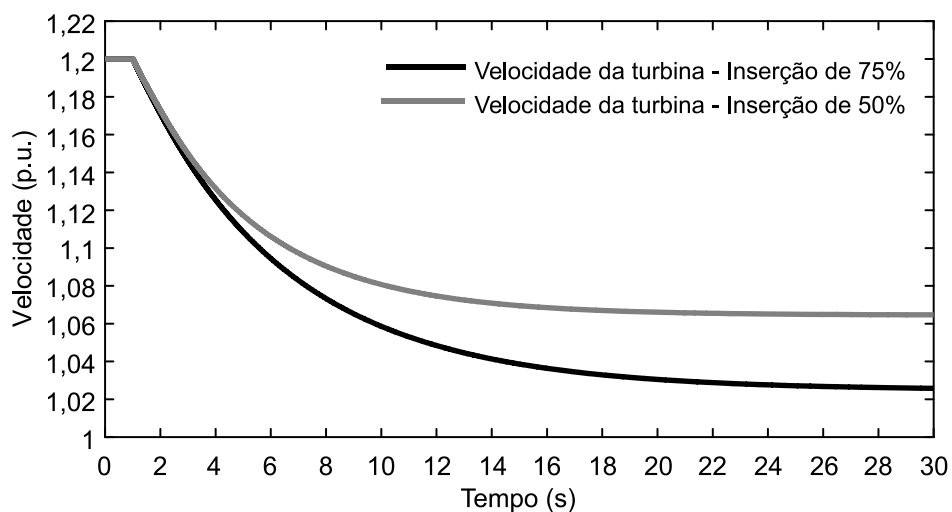


A tensão no barramento CC da unidade eólica para os dois níveis de inserção simulados é apresentada na Figura 88. Em ambos os casos a variação da tensão no barramento CC é pouco significativa, mostrando que a participação da energia do sinal de erro de tensão do barramento CC na função objetivo do projeto dos controladores foi eficaz.

A Figura 89, por sua vez, traz o comportamento da velocidade da turbina eólica. Como a unidade eólica teve uma participação menor no compartilhamento de potência em regime permanente, para o nível de inserção de 50%, a redução na velocidade da turbina durante a contribuição inercial foi menor.



**Figura 88 - Tensão no barramento CC da unidade eólica considerando diferentes níveis de inserção da geração eólica.**



**Figura 89 - Velocidade da turbina eólica considerando diferentes níveis de inserção da geração eólica.**

## 7.2 RESTABELECIMENTO DA MICRORREDE COM A UNIDADE EÓLICA EM MODO DE CONTROLE VF

No restabelecimento da microrrede com a unidade eólica controlando tensão e frequência, a unidade eólica é responsável pelo início do processo. Nesta seção, inicialmente serão apresentados os resultados referentes às etapas iniciais do processo de restabelecimento e na sequência a etapa de energização da microrrede.

### 7.2.1 Etapas Iniciais do Processo de Restabelecimento

Nas etapas iniciais do processo de restabelecimento são realizadas as partidas das unidades de geração, a energização da barra de geração pela unidade eólica e o sincronismo e conexão do gerador diesel com a barra de geração. Nesta subseção será detalhada a etapa de partida da unidade eólica e a conexão do gerador diesel com a barra de geração. A partida do gerador diesel e o sincronismo não serão abordados por se tratarem de operações típicas.

Baseando-se em Burton *et al.* (2011), o procedimento de restabelecimento adotado consiste das seguintes ações iniciais:

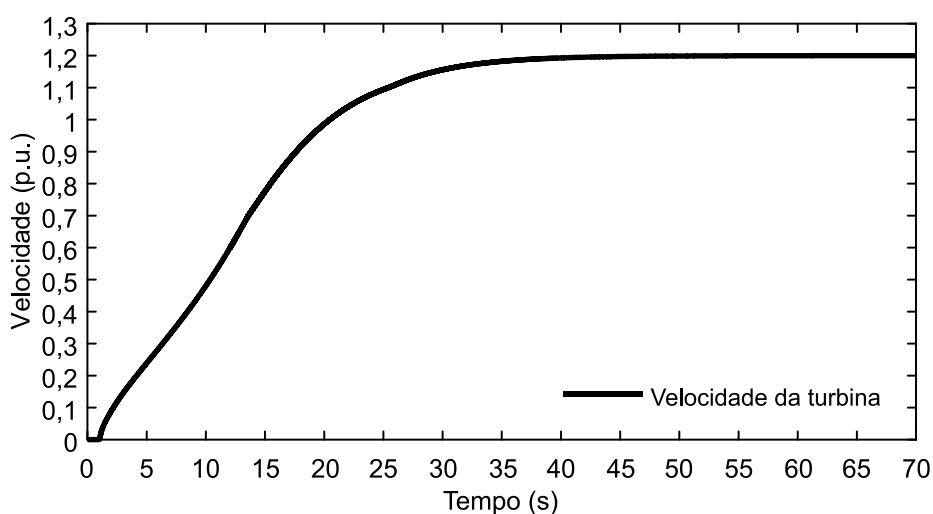
1. Energização do sistema de controle do ângulo de passo e posicionamento no valor de partida, em 30°;
2. Liberação dos freios da turbina eólica;
3. Redução do ângulo de passo à medida que o rotor acelera até o ângulo final desejado;
4. Energização do enrolamento de campo quando o rotor atingir a velocidade mínima de operação;
5. Habilitação do retificador e suas malhas de controle, quando a tensão do gerador síncrono estiver em seu valor nominal;
6. Habilitação do inversor e suas malhas de controle, quando a tensão no barramento CC atingir seu valor nominal; habilitação de uma malha de

controle de tensão no barramento CC pelo retificador e energização da barra de geração;

7. Sincronismo e conexão do gerador diesel na barra de geração;
8. Ajuste da referência de potência do gerador diesel;
9. Posicionamento da turbina no ponto de velocidade máxima;
10. Habilitação da malha de controle de tensão no barramento CC do gerador diesel e alteração da malha de controle do retificador para controlar a velocidade da turbina.

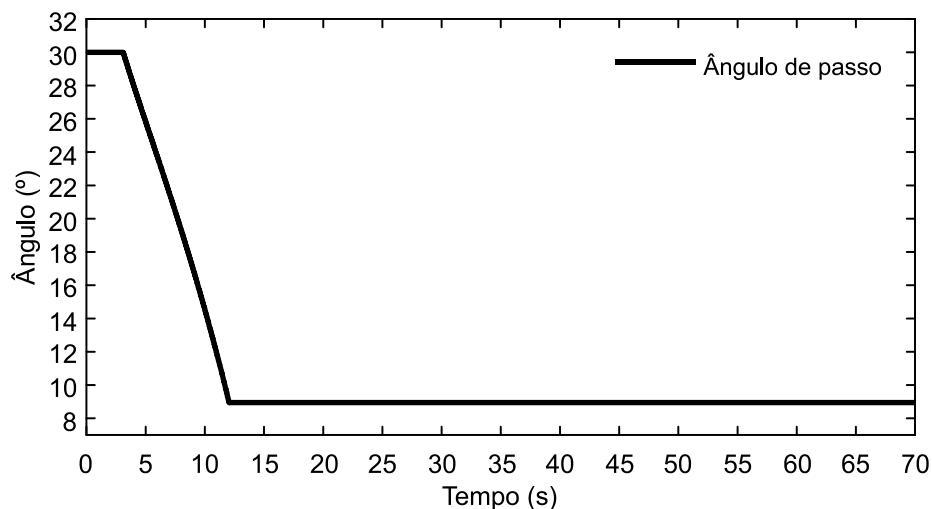
Os resultados correspondentes ao procedimento descrito são mostrados na sequência. A carga local da barra de geração foi definida em 100 kW e a velocidade de vento considerada é de 10 m/s.

A Figura 90 mostra a velocidade da turbina eólica durante a operação de partida. Em  $t = 1$  s os freios são liberados e o rotor começa a acelerar, chegando à velocidade máxima de 1,2 p.u. ao final do procedimento.



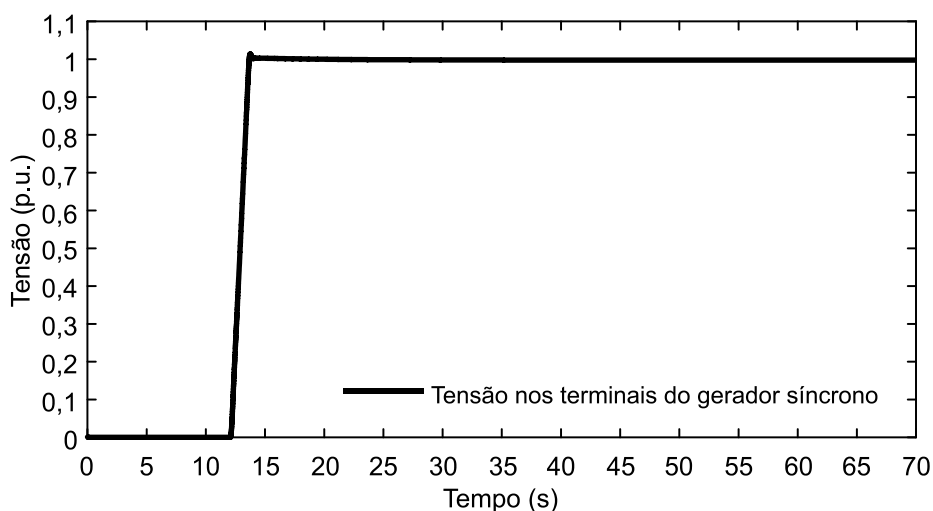
**Figura 90 - Velocidade da turbina durante a partida da unidade eólica (Eólica Vf).**

A Figura 91 apresenta a variação do ângulo de passo da turbina eólica, que inicia-se em  $30^\circ$ , sendo reduzido durante a aceleração da turbina até atingir o valor final de  $8,95^\circ$ . A redução no ângulo de passo ocorre de forma semelhante ao procedimento que foi exposto e comentado na seção anterior.



**Figura 91 - Ângulo de passo da turbina durante a partida da unidade eólica (Eólica Vf).**

Quando a turbina eólica atinge a velocidade mínima de 0,6 p.u., o sistema de excitação do gerador síncrono é ativado e a referência de tensão nos terminais do gerador é aumentada em rampa de 0 à 1 p.u.. A magnitude da tensão nos terminais do gerador síncrono da unidade eólica é apresentada na Figura 92.



**Figura 92 - Tensão do gerador síncrono durante a partida da unidade eólica (Eólica Vf).**

No momento em que a tensão do gerador síncrono encontra-se regulada em seu valor nominal (1 p.u.), o retificador da unidade eólica é acionado com uma referência de corrente fixa na malha interna de controle de corrente de eixo q, para carregar o barramento CC. Nesse caso, a referência utilizada corresponde à uma potência de 85 kW, podendo assumir outro valor de acordo com o período de tempo desejado para carga do barramento CC. O resultado desta ação pode ser visualizado na Figura 93, pela potência de entrada do barramento CC e na Figura

94, onde é mostrada a tensão no barramento CC. O carregamento do barramento CC inicia-se no em  $t \approx 13,5s$ , chegando ao valor nominal em  $t \approx 16s$ .

No momento em que a tensão no barramento CC atinge seu valor nominal, três ações são executadas simultaneamente: o inversor e suas malhas de controle são habilitados; a chave  $s_2$  é fechada (Figura 18), energizando a barra de geração; substitui-se a referência fixa do retificador por uma malha externa de controle da tensão no barramento CC. Uma observação importante é que esta malha de controle da tensão no barramento CC do retificador é utilizada temporariamente durante o procedimento de partida, sendo substituída na sequência pela malha de controle de velocidade da turbina.

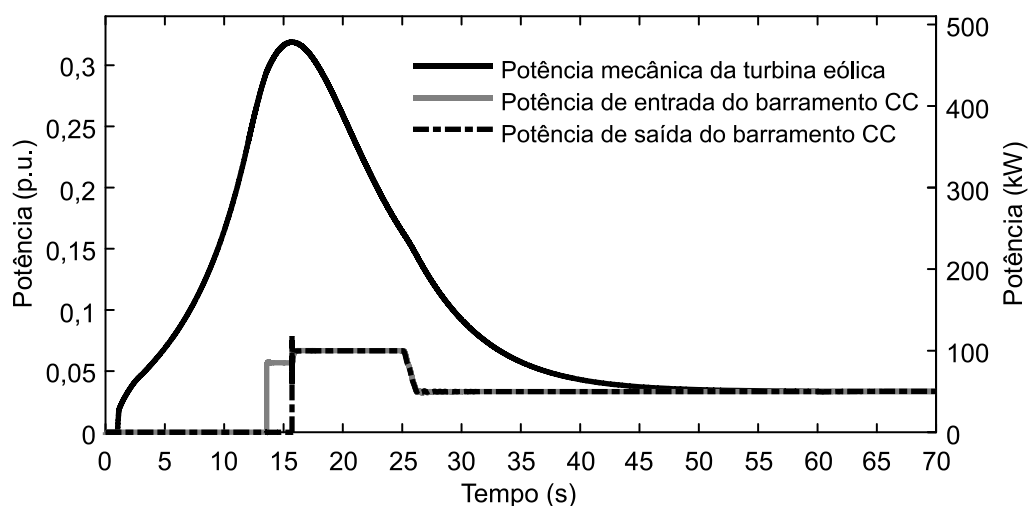


Figura 93 - Potências da unidade eólica durante a partida (Eólica Vf).

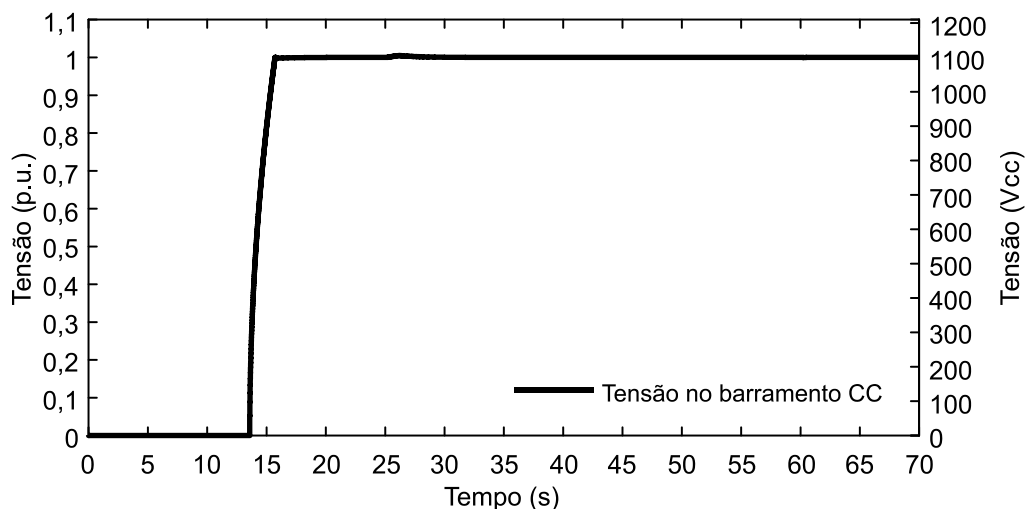
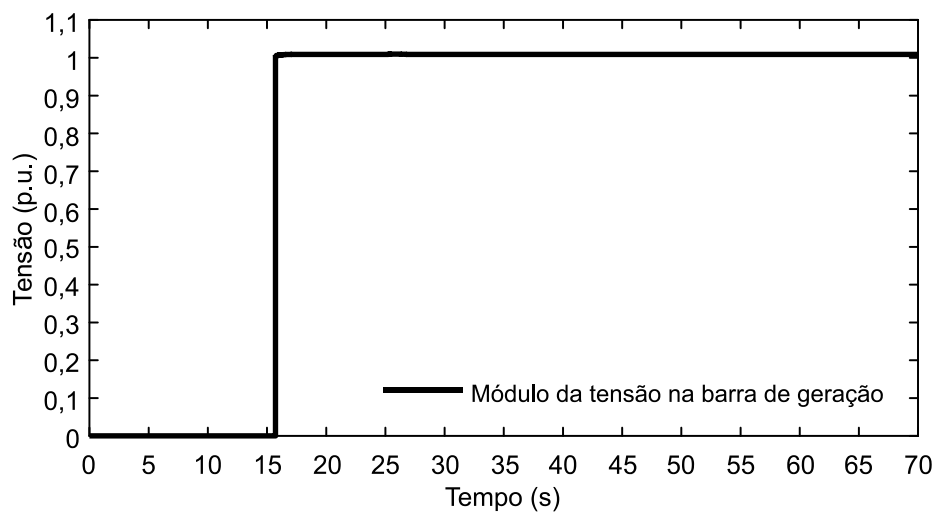


Figura 94 - Tensão no barramento CC da unidade eólica durante a partida (Eólica Vf).

A Figura 95 apresenta a tensão na barra de geração, onde é possível ver o momento da energização da barra pela unidade eólica. A potência de saída do barramento CC é mostrada na Figura 93, correspondendo à potência de 100 kW demandada pela carga local. Na mesma figura é possível ver que a potência de entrada do barramento CC acompanha a potência de saída, pela ação da malha temporária do retificador, que mantém a tensão no barramento CC controlada (Figura 94). Na Figura 93 também é apresentada a potência mecânica da unidade eólica, variando à medida que a turbina acelera.



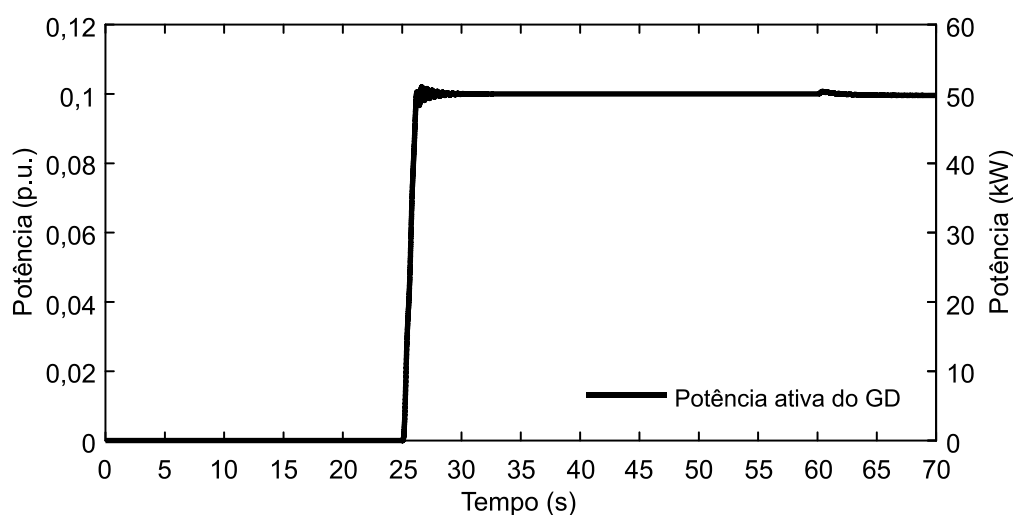
**Figura 95 - Módulo da tensão durante a energização da barra de geração (Eólica Vf).**

Após a energização da barra de geração pela unidade eólica é possível realizar o sincronismo do gerador diesel e a conexão com a barra de geração. Vale ressaltar que a partida do gerador diesel pode ser feita a qualquer momento, antes ou depois da energização da barra de geração. Conforme previamente mencionado, a partida do gerador diesel não é um dos focos desse trabalho e na simulação considera-se que o gerador diesel foi iniciado previamente. No tempo  $t = 25$  s o gerador diesel já foi sincronizado e conectado com a barra de geração, então a referência de potência é ajustada para 50 kW. Na Figura 96 é possível ver o aumento na potência ativa do gerador diesel durante a operação, o que implica na redução da potência fornecida pela unidade eólica (Figura 93). No momento em que o diesel assume a carga de 50 kW um transitório pouco significativo é observado na velocidade de seu rotor, que pode ser visto na Figura 97.

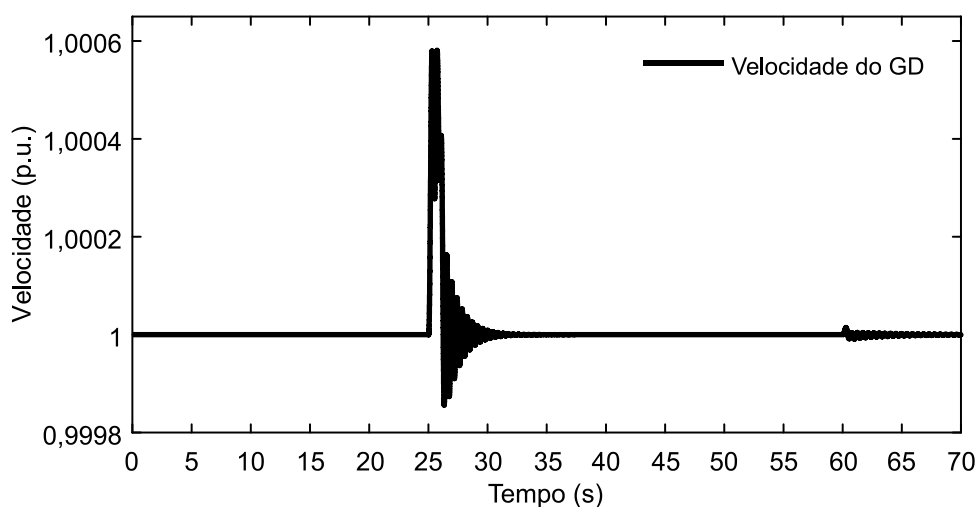
Após o gerador diesel assumir parte da carga da barra de geração, é necessário aguardar a turbina eólica atingir a sua velocidade final no ponto de

máxima velocidade, que acontece de forma suave pelo equilíbrio entre potência elétrica e mecânica da unidade eólica. Se a potência demandada pela carga local após a sua energização for diferente do valor esperado, o ângulo de passo da unidade eólica é ajustado para a turbina atingir o equilíbrio no ponto de máxima velocidade.

Com o sistema já em equilíbrio, em  $t = 60$  s a malha externa do retificador da unidade eólica é alterada para controlar a velocidade da turbina e a malha de controle auxiliar do gerador diesel é acionada para controlar a tensão no barramento CC. Devido à comutação das malhas de controle, ocorre um pequeno transitório na velocidade do gerador diesel e nas potências ativas das unidades.



**Figura 96 - Potência ativa do gerador diesel durante as etapas iniciais do processo de restabelecimento (Eólica Vf).**



**Figura 97 - Velocidade do rotor do gerador diesel durante as etapas iniciais do processo de restabelecimento (Eólica Vf).**

## 7.2.2 Energização da Microrrede

A etapa de energização da microrrede é crítica devido ao degrau de carga elevado em que o sistema é submetido. Nesta subseção, inicialmente será apresentado o projeto dos ganhos do controle inercial no modo Eólica  $V_f$  e em seguida os resultados da execução da etapa em questão são mostrados.

### 7.2.2.1 Projeto dos ganhos do controle inercial no modo Eólica $V_f$

A estratégia de controle proposta para o modo Eólica  $V_f$  baseia-se em um controlador do tipo PID. O projeto dos ganhos do controlador foi realizado de forma semelhante aos já apresentados para o modo Diesel  $V_f$ , porém neste caso a função objetivo é calculada a partir do erro da tensão no barramento CC, ponderada entre as características de energia, afundamento e ultrapassagem do sinal. A Tabela 12 contém os limites dos ganhos e os coeficientes da função objetivo. Na Tabela 13 são apresentados os resultados do projeto e na Figura 98 o valor da função objetivo.

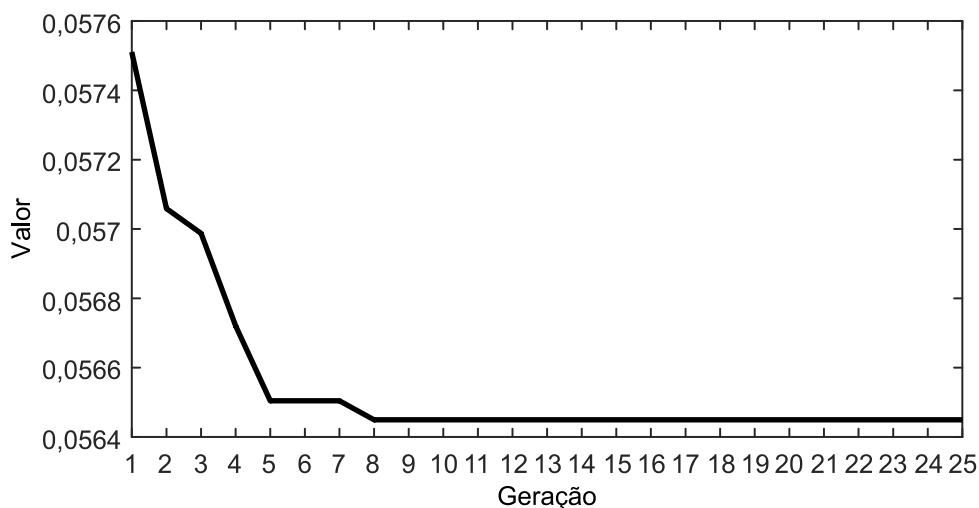
**Tabela 12 - Parâmetros de projeto dos ganhos do controle inercial no modo Eólica  $V_f$ .**

Limites dos Ganhos			Função Objetivo		
$K_{p,iner1}$	$K_{i,iner1}$	$K_{d,iner1}$	Energia	Afund.	Ultrap.
0,8 - 40,0	0,2 - 3,0	0,1 - 1,2	0,6	0,2	0,2

**Tabela 13 - Resultados do projeto dos ganhos do controle inercial no modo Eólica  $V_f$ .**

$K_{p,iner1}$	$K_{i,iner1}$	$K_{d,iner1}$	Função Objetivo	Energia	Afundamento	Ultrapassagem
4,901	2,994	0,191	0,05642	0,0799	0,0151	0,0000





**Figura 98 - Valor da função objetivo no projeto do controle inercial para o modo Eólica Vf.**

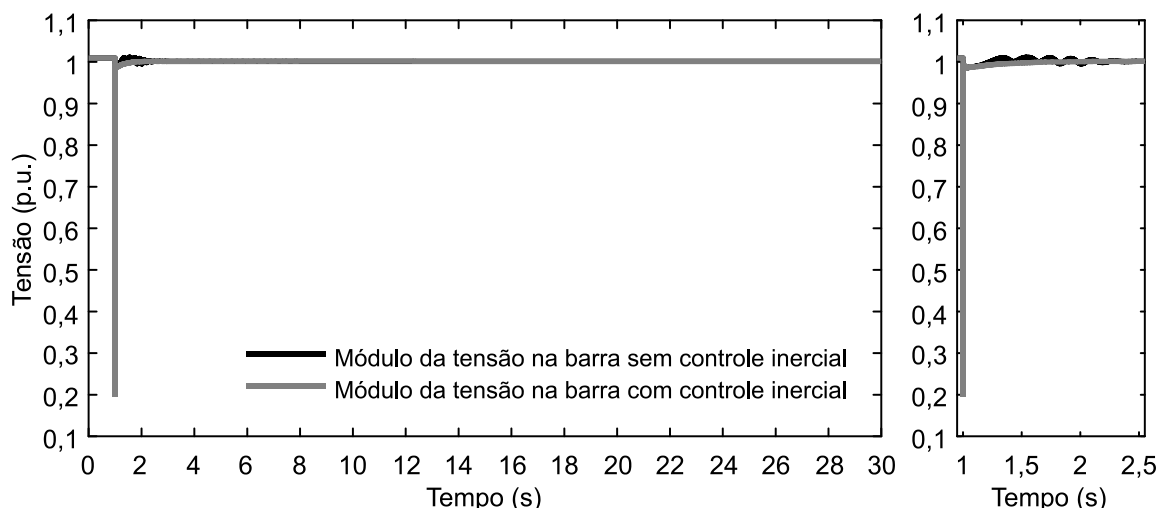
#### 7.2.2.2 Etapa de energização da microrrede

Para testar a operação do sistema com a unidade eólica controlando tensão e frequência durante esta etapa, as condições de simulação são as mesmas que as condições estabelecidas no outro modo de operação da microrrede: a potência ativa associada ao bloco de carga 1 igual a 400 kW; o gerador diesel inicialmente operando em 50 kW; carga local de 100 kW compartilhada pelas unidades de geração, de modo que a unidade eólica fornece uma potência inicial de 50 kW, com velocidade do rotor em 1,2 p.u., ângulo de passo de  $8,95^\circ$  e vento de 10 m/s. Neste modo de controle, a frequência da microrrede não sofre variações significativas, pois é mantida fixa pela PLL virtual do inversor da unidade eólica. Em contrapartida, os desbalanços de potência da microrrede tem impacto na tensão do barramento CC da unidade eólica. Nesse caso, o controle inercial visa mitigar o afundamento da tensão no barramento CC durante a energização da microrrede. O impacto do restabelecimento da microrrede no comportamento da tensão do barramento CC é avaliado em dois cenários diferentes: unidade eólica operando sem o controle inercial proposto e unidade eólica operando com o controle inercial proposto.

Para testar a operação do sistema com a unidade eólica controlando tensão e frequência durante esta etapa, as condições de simulação são as mesmas que as condições estabelecidas na seção anterior: a potência ativa associada ao bloco de carga 1 é de 400 kW; o gerador diesel opera em 50 kW; a carga local de

100 kW é compartilhada pelas unidades de geração, de modo que a unidade eólica fornece uma potência inicial de 50 kW, com velocidade do rotor em 1,2 p.u. e ângulo de passo de  $8,95^\circ$ , para vento de 10 m/s. Neste modo de controle, a frequência da microrrede não sofre variações, pois é mantida fixa pela PLL virtual do inversor da unidade eólica. Em contrapartida, os desbalanços de potência da microrrede tem impacto na tensão do barramento CC da unidade eólica, sendo proposta do controle inercial reduzir significativamente o afundamento da tensão no barramento CC durante a energização da microrrede. O impacto do restabelecimento da microrrede no comportamento da tensão do barramento CC é avaliado em dois cenários diferentes: unidade eólica operando sem o controle inercial proposto e unidade eólica operando com o controle inercial proposto.

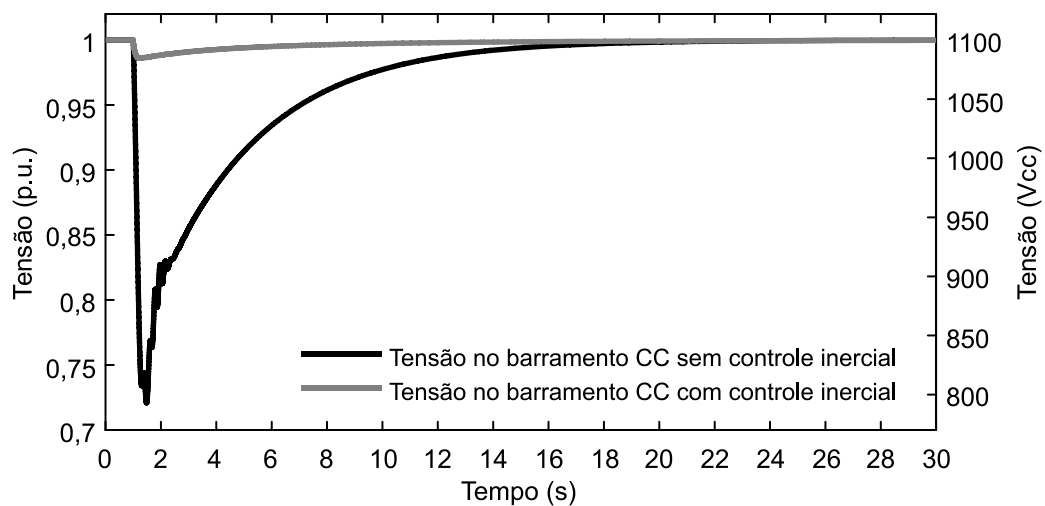
A Figura 99 apresenta o módulo da tensão na barra de geração durante a energização do conjunto de cargas de 400 kW, considerando os dois cenários adotados. Um afundamento elevado ocorre no momento do fechamento da chave  $S_3$  (Figura 18), sendo mitigado logo em seguida. Verifica-se que a regulação de tensão a partir das malhas de controle da unidade eólica é mais eficiente que a regulação realizada apenas pelo gerador diesel, observando-se um transitório mais leve e erro nulo em regime permanente, proporcionado pela rápida atuação das malhas de controle do inversor e pelo controlador empregado, do tipo PI.



**Figura 99 - Tensão na barra de geração durante a energização da microrrede (Eólica V<sub>f</sub>).**

O impacto da energização da microrrede na tensão do barramento CC da unidade eólica é apresentado na Figura 100. O afundamento de tensão é significativamente reduzido com a atuação da malha de controle suplementar

aplicada à unidade eólica, passando de aproximadamente 790 V de tensão mínima para aproximadamente 1085 V. Este desempenho se deve pelo aumento da potência de entrada do barramento CC realizado pelo controle inercial, feito para acompanhar o aumento da potência de saída do barramento CC fornecida para a carga. A parcela derivativa do controle inercial tem um papel importante para reduzir o afundamento de  $\bar{V}_{CC}$ , pois a ação de controle derivativa é estabelecida a partir do ROCOV, que é máximo no momento inicial após a ocorrência do degrau de carga. Isso resulta em uma grande ação de controle já nos primeiros instantes, quando o erro de tensão do barramento CC ainda é baixo.



**Figura 100 - Tensão no barramento CC na energização da microrrede (Eólica Vf).**

As potências elétricas fornecidas para a rede e as potências mecânicas no eixo do gerador diesel e da unidade eólica podem ser vistas na Figura 101 e na Figura 102, respectivamente. Quando o controle inercial da unidade eólica está desabilitado, a unidade eólica assume instantaneamente e de forma temporária quase toda a potência requerida pela carga. Em seguida, a malha de controle suplementar do gerador diesel envia um sinal de controle baseado na tensão do barramento CC e o gerador diesel assume de forma permanente toda a carga da microrrede. É visível a ocorrência de oscilações na potência elétrica fornecida pelo gerador diesel durante a tomada de carga, provocadas pela dinâmica eletromecânica durante a abertura do ângulo de carga do gerador ( $\delta_g$ ). Já quando o controle inercial está habilitado, a unidade eólica assume de forma instantânea e permanente quase toda a potência requerida pela carga, pois a potência de entrada

do barramento CC praticamente acompanha o aumento da potência de saída. O gerador diesel assume parte da carga da microrrede durante o tempo em que a tensão do barramento CC fica abaixo da nominal.

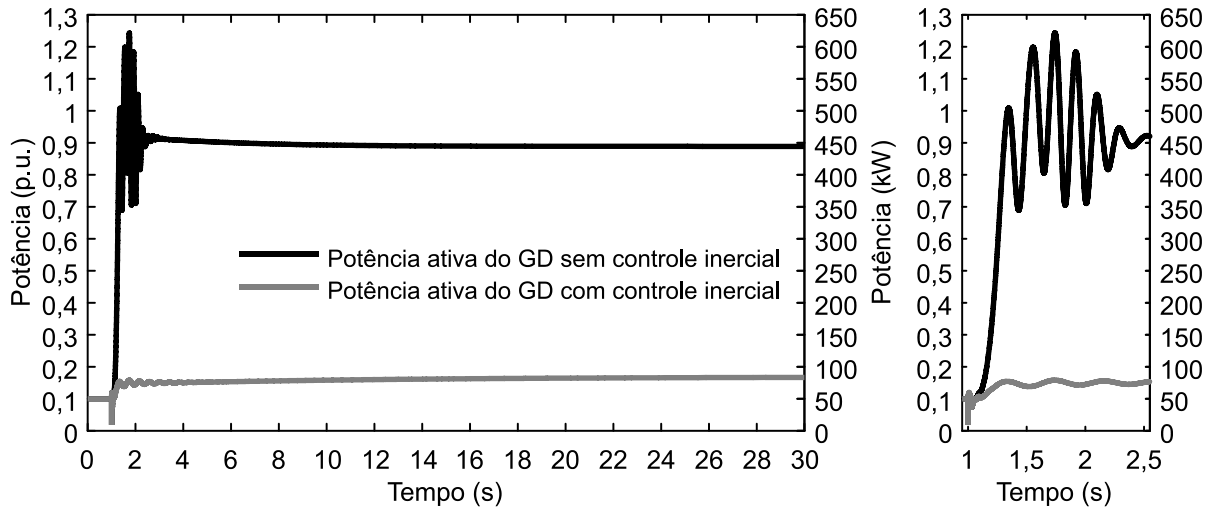


Figura 101 - Potência do gerador diesel durante a energização da microrrede (Eólica V<sub>f</sub>).

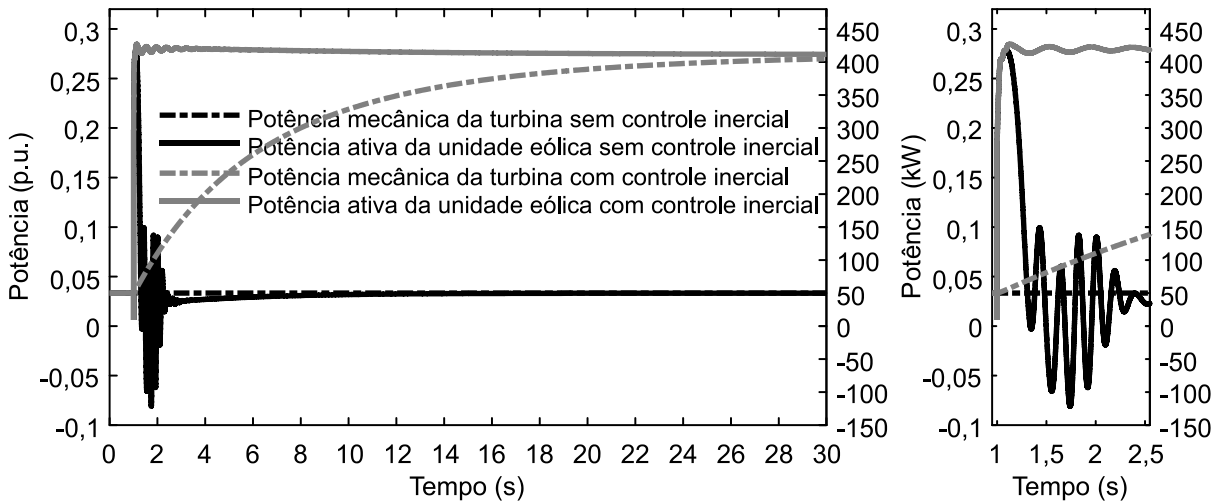


Figura 102 - Potências da unidade eólica durante a energização da microrrede (Eólica V<sub>f</sub>).

Na Figura 103 e na Figura 104 são apresentadas as correntes de eixo d e eixo q do gerador diesel e da unidade eólica, respectivamente. Nota-se que as correntes não ultrapassam os valores nominais suportados pelas unidades. A mudança na velocidade da turbina eólica provocada pela atuação da malha de controle inercial é mostrada pela Figura 105, onde há uma redução de aproximadamente 0,17 p.u. na velocidade, atingindo um ponto de operação de maior potência, pois a turbina eólica opera na região de sobrevelocidade.

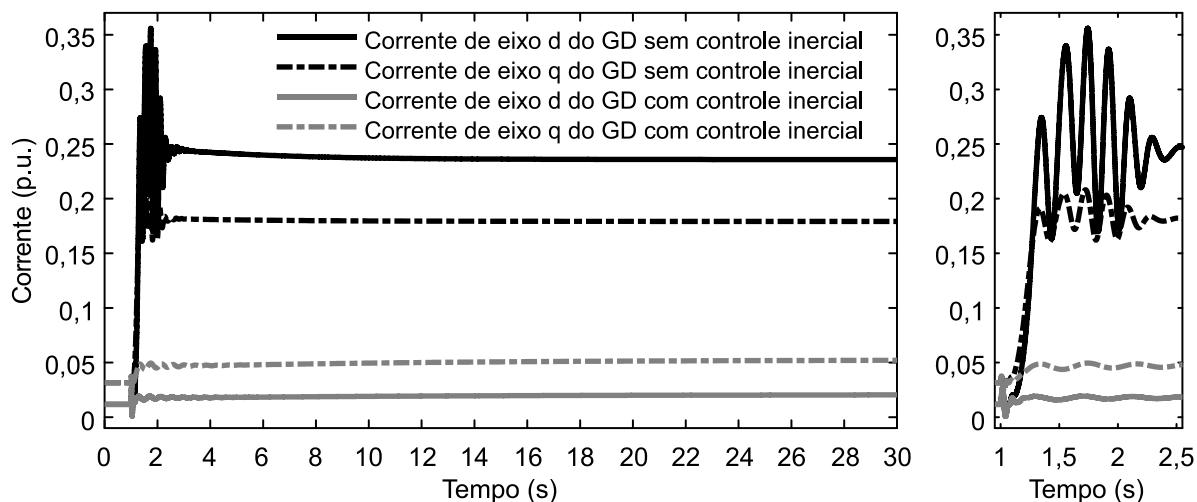


Figura 103 - Correntes do gerador diesel durante a energização da microrrede (Eólica V<sub>f</sub>).

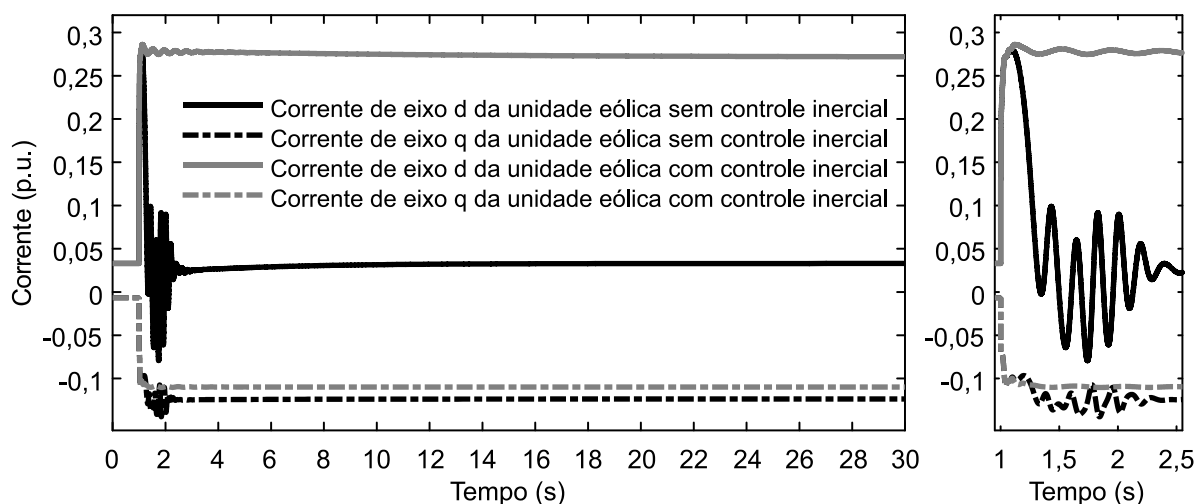


Figura 104 - Correntes da unidade eólica durante a energização da microrrede (Eólica V<sub>f</sub>).

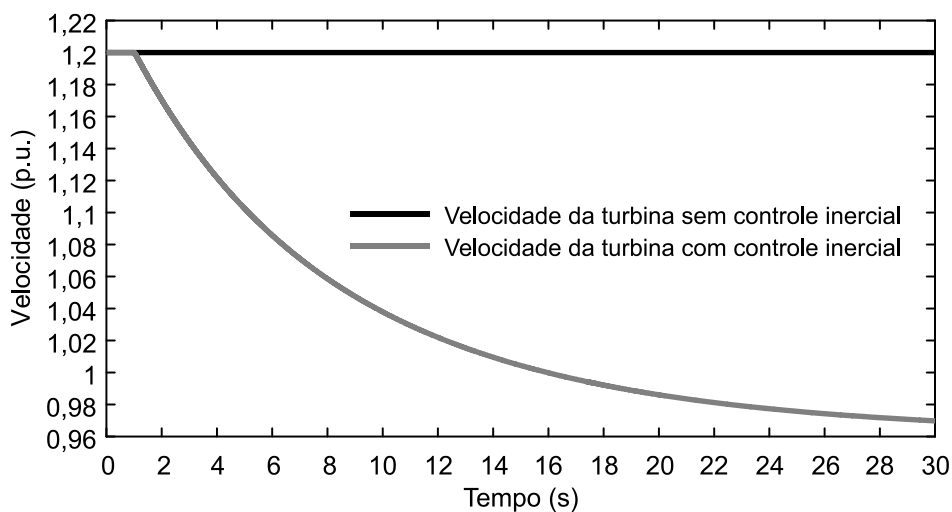


Figura 105 - Velocidade da turbina eólica durante a energização da microrrede (Eólica V<sub>f</sub>).

### 7.3 ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS MODOS DE CONTROLE

Com o objetivo de avaliar o desempenho dos modos de controle do sistema, foram determinados alguns indicadores de desempenho em relação à frequência da microrrede e à tensão no barramento CC da unidade eólica. Com a unidade diesel em modo  $Vf$ , o ROCOF informa em que proporção ocorre a queda de frequência da microrrede, o que está relacionado com a inércia equivalente do sistema de geração. O desvio de frequência  $\Delta f$  e a frequência mínima  $f_{\min}$  são usados para indicar se a frequência do sistema ultrapassou ou não os limites de frequência estabelecidos por norma. O tempo  $\Delta t_{f,\min}$  apresenta em que momento a frequência atingiu seu limite mínimo e o tempo  $\Delta t_{rec,59,8\text{Hz}}$  indica o tempo em que a frequência volta a ser superior a 59,8 Hz.

Os indicadores mencionados são apresentados na Tabela 14, onde é possível ver que ocorre uma melhora significativa no desempenho do sistema com a atuação do controle inercial proposto neste trabalho. A principal vantagem é que a frequência mínima deixou de ficar próxima do limite mínimo de frequência estabelecido pela norma IEEE *Standard* 1547 (2003), definido em 57 Hz. A norma estabelece também que a frequência pode ficar abaixo de 59,8 Hz por um tempo não superior a 300 segundos. Em razão desta condição da norma, o indicador  $\Delta t_{rec,59,8\text{Hz}}$  foi criado e é apresentado na Tabela 14.

**Tabela 14 - Indicadores de desempenho em relação à frequência da microrrede (Diesel  $Vf$ ).**

Controle Inercial	ROCOF (Hz/s)	$\Delta f$ (Hz)	$f_{\min}$ (Hz)	$\Delta f$ (p.u.)	$f_{\min}$ (p.u.)	$\Delta t_{f,\min}$ (s)	$\Delta t_{rec,59,8\text{Hz}}$ (s)
Desabilitado	37,29	2,78	57,22	0,0463	0,9537	0,1210	2,40
Habilitado	11,54	0,17	59,83	0,0028	0,9972	0,0510	0

Com a unidade eólica em modo  $Vf$ , os indicadores de desempenho são estabelecidos em relação à tensão no barramento CC. O ROCOV traz a informação da taxa de variação da tensão no barramento CC. O desvio de tensão  $\Delta V_{cc}$  e a tensão mínima  $V_{cc,\min}$  determinam se ocorreu a violação do limite mínimo de tensão no barramento CC, definido de acordo com a técnica de modulação utilizada nos conversores da unidade eólica (ZHOU e WANG, 2002). O tempo  $\Delta t_{V_{cc},\min}$  indica em

que momento a tensão atingiu seu limite mínimo e o tempo  $\Delta t_{rec,1096V}$  indica o tempo de recuperação da tensão para que volte a ser superior a 1096 V, valor determinado em proporção com o valor de frequência usado como parâmetro em  $\Delta t_{rec,59,8Hz}$ .

A Tabela 15 apresenta os valores obtidos para os indicadores mencionados, onde é possível ver que houve uma grande melhora no desempenho do sistema com a unidade eólica em modo *Vf* quando o controle inercial proposto é utilizado. Ocorreu uma diminuição significativa do desvio de tensão no barramento CC, que chegou a atingir 307,0 V sem o controle inercial, o que levaria a unidade eólica ao desligamento por subtensão no barramento CC.

**Tabela 15 - Indicadores de desempenho em relação à tensão no barramento CC (Eólica *Vf*).**

<b>Controle Inercial</b>	<b>ROCOV (V/s)</b>	<b><math>\Delta V_{cc}</math> (V)</b>	<b><math>V_{cc,min}</math> (V)</b>	<b><math>\Delta V_{cc}</math> (p.u.)</b>	<b><math>V_{cc,min}</math> (p.u.)</b>	<b><math>\Delta t_{V_{cc,min}}</math> (s)</b>	<b><math>\Delta t_{rec,1096V}</math> (s)</b>
Desabilitado	1139,7	307,0	793,0	0,2791	0,7209	0,481	15,87
Habilitado	166,7	15,4	1084,6	0,0140	0,9860	0,237	11,80

## 8 CONCLUSÕES

O processo de restabelecimento de microrredes ilhadas com alta inserção de geração eólica é uma tarefa de difícil execução, que apresenta desafios relacionados principalmente ao controle de frequência, decorrentes dos elevados desbalanços de potência sofridos pelo sistema. Alguns trabalhos publicados abordam este problema, porém o assunto ainda não está bem estabelecido e muitas contribuições podem ser feitas, o que justifica a proposição deste trabalho.

Em relação ao sistema estudado, a elaboração dos modelos matemáticos que representam os componentes existentes, possibilitou a obtenção de resultados relativos às principais etapas do processo de restabelecimento da microrrede. O foco e a principal contribuição do trabalho estão na etapa de energização dos blocos de carga da microrrede, fase mais crítica do processo que impõe um elevado degrau positivo de carga no sistema.

Foi possível executar as etapas iniciais do processo de restabelecimento de forma adequada, simulando as dinâmicas que ocorrem ao realizar cada operação durante a partida da unidade eólica e do gerador diesel. Conforme foi verificado, durante essas etapas iniciais não ocorreram transitórios capazes de comprometer o restabelecimento do sistema.

O projeto do regulador de velocidade do gerador a diesel por meio da utilização de algoritmos genéticos foi realizado para garantir que a atuação do controle proposto fosse comparada baseando-se em um referencial comum. No projeto, buscou-se, através dos coeficientes da função multiobjetivo, minimizar o afundamento de frequência (um dos critérios de desempenho para avaliar o controle proposto), o que deixou a resposta do controle tradicional de frequência com um comportamento oscilatório.

Os algoritmos genéticos foram escolhidos para o projeto dos controladores propostos devido à sua eficiência comprovada na solução de problemas de diversas naturezas. Também, por serem capazes de realizar a busca global da melhor solução, não sendo retidos em ótimos locais como ocorre facilmente em métodos de otimização baseados em gradiente. Os algoritmos genéticos se mostraram adequados para o projeto dos controladores propostos.



O controle suplementar proposto possibilitou uma melhoria significativa da resposta da frequência, conforme se verificou com os critérios de desempenho avaliados. Na microrrede operando com o gerador diesel no modo  $Vf$ , as variações de frequência durante a principal etapa do restabelecimento do sistema tornaram-se pouco significativas, evitando que possíveis elevados afundamentos de frequência pudessem ocasionar a atuação das proteções de subfrequência. Com a unidade eólica operando no modo de controle  $Vf$ , uma melhora significativa no desempenho dinâmico do sistema também foi observada durante o restabelecimento de grandes blocos de carga. Neste caso, o afundamento na tensão do barramento CC foi significativamente mitigado, permitindo a operação dos conversores da unidade eólica com a tensão no barramento CC em faixas normais.

A análise feita com base na descoordenação das malhas de controle propostas, no caso em que o gerador diesel está em modo  $Vf$ , evidenciou a importância da malha de controle antecipatória. Essa malha antecipa o aumento da potência entregue pela unidade eólica, fazendo com que o controle de frequência possa atuar mais rapidamente, o que contribui para reduzir os afundamentos de frequência durante a energização de grandes conjuntos de carga.

Diversas condições operacionais foram consideradas para analisar a atuação do controle proposto. Essas análises permitiram concluir que os controladores suplementares são eficientes mesmo em condições de vento baixo e também em situações de variações positivas de carga elevadas, que não poderiam ser suportadas somente pelo gerador a diesel com o controle tradicional de frequência. Além disso, a avaliação do nível de inserção da geração eólica permitiu concluir que os controladores propostos podem ser utilizados em sistemas com inércia mais elevada, ou seja, com menor participação da geração eólica.

Os resultados obtidos para as diferentes condições de vento fortemente indicam que as ações dos controladores propostos não são afetadas pela condição de vento nos momentos iniciais, pois os afundamentos de frequência observados dependeram principalmente do montante de carga energizado. Porém, a condição de vento tem impacto significativo no compartilhamento de carga entre as unidades de geração, cuja causa é a inclinação das curvas de potência mecânica da unidade eólica, que varia proporcionalmente com a velocidade de vento.

No contexto do controle de frequência, as análises realizadas e os resultados obtidos mostraram que a estratégia de controle proposta foi bastante

efetiva nos dois modos operacionais da microrrede. Entretanto, devido à complexidade operacional e de controle, o restabelecimento do sistema considerando a unidade eólica operando no modo  $V_f$  e o gerador síncrono convencional no modo  $PQ$  é mais indicado para casos onde a inserção da geração eólica é muito dominante, como por exemplo, níveis de inserção acima de 80%. O restabelecimento do sistema considerando o gerador diesel operando no modo  $V_f$  e a unidade eólica no modo  $PQ$  causa maiores desvios de frequência, entretanto, baseia-se em estratégias de controle mais difundidas e, conseqüentemente, mais aceitas por parte dos engenheiros de sistemas elétricos de potência.

Por fim, as estratégias operacionais e de controle propostas permitiram explorar a energia cinética disponível na massa girante da turbina eólica durante o processo de restabelecimento. Neste sentido, a operação da turbina eólica na região de sobrevelocidade durante o processo de tomada de carga pela unidade eólica possibilitou a obtenção de resultados positivos. Assim, os controladores propostos são uma forma de explorar o potencial significativo que as unidades eólicas possuem para colaborar com o controle de frequência durante o restabelecimento de sistemas elétricos.

## 8.1 PUBLICAÇÕES E TRABALHOS FUTUROS

Obtiveram-se com o desenvolvimento dessa pesquisa duas publicações em eventos científicos de abrangência nacional:

- BORDIGNON, Andrei; OLIVEIRA, Ricardo V.; LUKASIEVICZ, Tiago. Controle inercial de unidades eólicas para a regulação de frequência no restabelecimento de microrredes ilhadas com alto nível de inserção de geração eólica. VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2016. Natal, Brasil. 2016.
- BORDIGNON, Andrei; OLIVEIRA, Ricardo V.; LUKASIEVICZ, Tiago. Controle inercial para o restabelecimento de microrredes ilhadas com alto nível de inserção de geração eólica. XXI Congresso Brasileiro de Automática - CBA 2016. Vitória, Brasil. 2016.

Também foi submetido um artigo para a revista *Electric Power Systems Research*, intitulado “Auxiliary frequency controllers for the black start of stand-alone systems with predominance of wind generation”.

O restabelecimento de microrredes com grande percentual de motores elétricos será abordado em trabalhos de pesquisa futuros. A extensão da abordagem de controle proposta para aplicações envolvendo o restabelecimento de sistemas de grande porte compostos por múltiplos parques eólicos e múltiplas unidades de geração convencional configura-se também como uma das sequências desta pesquisa.

---

## REFERÊNCIAS

- ABBEY, Chad; JOÓS, Géza. A stochastic optimization approach to rating of energy storage systems in wind-diesel isolated grids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 1, p. 418-426, fev. 2009. ISSN 0885-8950.
- ACKERMANN, Thomas. **Wind power in power systems**. 2ª. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2012.
- AKTARUJJAMAN, M. et al. **Black start with DFIG based distributed generation after major emergencies**. International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems. New Delhi, India: IEEE. 2006.
- ANAYA-LARA, Olimpo et al. **Wind energy generation: modelling and control**. Chichester: John Wiley & Sons, 2009.
- AYALA, Helon V. H.; COELHO, Leandro D. S. Tuning of PID controller based on a multiobjective genetic algorithm applied to a robotic manipulator. **Expert Systems with Applications**, v. 39, p. 8968-8974, Aug. 2012. ISSN 0957-4174.
- BIDRAM, Ali; DAVOUDI, Ali. Hierarchical structure of microgrids control system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 1963-1976, dez. 2012. ISSN 1949-3053.
- BLAABJERG, Frede et al. Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 53, n. 5, p. 1398-1409, out. 2006. ISSN 0278-0046.
- BLAABJERG, Frede; LISERRE, Marco; MA, Ke. Power electronics converters for wind turbine systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 48, n. 2, p. 708-719, mar./abr. 2012. ISSN 0093-9994.
- BOLAÑOS, Julio R. M. **Análise da estabilidade dinâmica em minirredes com controle autônomo de frequência e tensão**. Tese (Doutorado). ed. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2012.
- BURTON, Tony et al. **Wind energy handbook**. 2ª. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.
- CAI, Niannian; XU, Xufeng; MITRA, Joydeep. **A hierarchical multi-agent control scheme for a black start-capable microgrid**. IEEE Power and Energy Society General Meeting. San Diego: IEEE. 2011. p. 7.

CASTOLDI, Marcelo F. **Algoritmo híbrido para projeto de controladores de amortecimento de sistemas elétricos de potência utilizando algoritmos genéticos e gradiente descendente**. 2011. 172p. Tese de Doutorado - EESC/USP, São Carlos, 2011.

CHEN, Hsin-Chih; KO, Hsin-Cheng; CHENG, Po-Tai. **An inrush current mitigation method for the grid-connected converters in the low-voltage ride-through operation**. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. Denver: IEEE. 2013.

CHEN, Yu-Hsing et al. An Inrush Current Reduction Technique for Multiple Inverter-Fed Transformers. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 50, n. 1, p. 474/483, Jan./Fev. 2014. ISSN 0093-9994.

CHEN, Zhe; GUERRERO, Josep M.; BLAABJERG, Frede. A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 24, n. 8, p. 1859-1875, ago. 2009. ISSN 0885-8993.

CHOU, Yi-Ting et al. Development of a black start decision supporting system for isolated power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2202-2210, ago. 2013. ISSN 0885-8950.

COLSON, C. M.; NEHRIR, M. H. **Load-following for wind turbines with permanent magnet synchronous generators**. North American Power Symposium. Arlington: IEEE. 2010. p. 8.

CUMMINS POWER GENERATION. Engenharia de aplicações: Manual de aplicações para grupos geradores arrefecidos a água. Disponível em: <<http://www.cumminspower.com.br/pdf/engenharia/T030Portugu%C3%AAs.pdf>>. Acesso em: 29 fev. 2016.

CUMMINS POWER GENERATION. Diesel generator set QSK19 Series Engine. Disponível em: <[https://powersuite.cummins.com/PS5/PS5Content/SiteContent/en/Binary\\_Asset/pdf/Commercial/Diesel/NAS-5751-EN.pdf](https://powersuite.cummins.com/PS5/PS5Content/SiteContent/en/Binary_Asset/pdf/Commercial/Diesel/NAS-5751-EN.pdf)>. Acesso em: 30 out. 2015.

DANG, Jie; HARLEY, Ronald G. **Islanded microgrids black start procedures with wind power integration**. IEEE Power and Energy Society General Meeting. Vancouver: IEEE. 2013. p. 5.

DRANKA, Géremi G. **Estratégia de controle para a operação ilhada autônoma de uma unidade eólica de geração associada a banco de baterias**. 2014. 193p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2014.

FELTES, J. W.; GRANDE-MORAN, Carlos. **Black start studies for system restoration**. IEEE Power and Energy Society General Meeting. Pittsburgh, EUA: IEEE. 2008.

GRAINGER, John J.; STEVENSON, William D. **Power System Analysis**. Hightstown: McGraw-Hill, 1994.

GUERRERO, Josep M. et al. Wireless-Control Strategy for Parallel Operation of Distributed-Generation Inverters. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 53, n. 5, p. 1461-1470, out. 2006. ISSN 0278-0046.

HARUNI, A. M. O. et al. **Dynamic operation and control of a hybrid wind-diesel stand alone power systems**. Australasian Universities Power Engineering Conference. Adelaide: IEEE. 2009. p. 6.

HATZIARGYRIOU, Nikos. **Microgrids: architectures and control**. 1ª. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2014.

HE, Jinping et al. **Analysis of start-up inrush current and its mitigation control strategy for grid connected voltage source inverter**. IEEE Transportation Electrification Conference and Expo. Beijing: IEEE. 2014.

HEIER, Siegfried. **Grid integration of wind energy**. 3ª. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2014.

IEEE. **1547 IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems**. 2003. IEEE, Nova York, 2003.

IEEE. **1547.2 IEEE application guide for IEEE Std 1547, IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems**. 2008. IEEE, Nova York, 2008.

IEEE. **1547.4 IEEE guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems**. 2011. IEEE, Nova York, 2011.

IEEE. **C57.12.40-2011 IEEE standard for network, threephase transformers, 2500 kVA and smaller; high voltage, 34 500 grdY/ 19 920 and below; low voltage, 600 V and below; subway and vault types (liquid immersed)**. 2011. IEEE, Nova York, 2011.

JING, Zhaoxia; CHEN, Xiaodong; WU, Qinghua. **Design and research of typical black-start cases with CCHP systems as start units**. IEEE Power and Energy Engineering Conference. Hong Kong: IEEE. 2014.

KANIESKI, João M. **Modelagem e controle LQR aplicado a um condicionador de energia**. 2010. 174p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2010.

KARAKASIS, Nektarios; MADEMLIS, Christos; KIOSKERIDIS, Iordanis. **Improved start-up procedure of a stand-alone wind system with doubly-fed induction generator**. IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drivers. Manchester: IET. 2014. p. 6.

KATIRAEI, Farid; IRAVANI, Reza. Microgrids management: controls and operation aspects of microgrids. **IEEE Power and Energy Magazine**, p. 54-65, mai./jun. 2008. ISSN 1540-7977.

KOSARI, M.; HOSSEINIAN, S. H. Decentralized reactive power sharing and frequency restoration in islanded microgrid. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2016. ISSN 0885-8950.

KRAUSE, Paul et al. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. 3<sup>a</sup>. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2013.

KUNDUR, Prabha. **Power system stability and control**. Palo Alto: McGraw-Hill, Inc., 1994.

LACROIX, Marc; MERCIER, André. **Mitigation of transformer inrush current associated with DER facilities connected on the distribution grid**. IEEE Power Tech. Eindhoven: IEEE. 2015.

LALOR, Gillian; MULLANE, Alan; O'MALLEY, Mark. Frequency control and wind turbine technologies. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 1905-1913, nov. 2005. ISSN 0885-8950.

LASSETER, Bob. **Microgrids**. IEEE Power and Energy Society Winter Meeting. Columbus: IEEE. 2001. p. 4.

LI, Peng et al. Control and monitoring for grid-friendly wind turbines: research overview and suggested approach. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 30, n. 4, p. 1979-1986, abr. 2015. ISSN 0885-8993.

LINDEN, Ricardo. **Algoritmos Genéticos**. 3ª. ed. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2012.

LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L.; MADUREIRA, A. G. Defining control strategies for microgrids islanded operation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 916-924, Mai. 2006. ISSN 0885-8950.

LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L.; RESENDE, F. O. **Microgrids black start and islanded operation**. Power Systems Computation Conference. Liège: PSCC. 2005. p. 7.

LUKASIEWICZ, Tiago. **Controle de uma microrrede baseada em geração eólica-diesel com alto nível de inserção de geração eólica**. 2016. 158p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2016.

LUKASIEWICZ, Tiago; OLIVEIRA, Ricardo V.; DRANKA, Géremi G. **Control of an islanded wind-diesel microgrid with high penetration level of wind generation**. IEEE Power and Energy Society General Meeting. Vancouver, EUA: IEEE. 2015.

MARGARIS, Ioannis D. et al. Frequency control in autonomous power systems with high wind power penetration. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 3, n. 2, p. 189-199, abr. 2012. ISSN 1949-3029.

MENG, Wenchao; WANG, Xiaoyu; LIU, Shichao. Distributed load sharing of an inverter-based microgrid with reduced communication. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2016. ISSN 1949-3053.

MOHD, Alaa et al. Review of control techniques for inverters parallel operation. **Electric Power Systems Research**, v. 80, p. 1477-1487, jul. 2010. ISSN 0378-7796.

MORREN, Johan; PIERIK, Jan; HAAN, Sjoerd W. H. D. Inertial response of variable speed wind turbines. **Electric Power Systems Research**, v. 76, p. 980-987, jul. 2006. ISSN 0378-7796.

NAGPAL, Mukesh et al. Assessing and Limiting Impact of Transformer Inrush Current on Power Quality. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 2, p. 890-896, Abr. 2006. ISSN 0885-8977.

NIKOLIC, D. et al. **Fast demand response as an enabling technology for high renewable energy penetration in isolated power systems**. IEEE Power and Energy Society General Meeting. National Harbor: IEEE. 2014. p. 1-5.



NOGUEIRA, Victor N. **Use de algoritmos genéticos no projeto de controladores PID ótimos para plantas estáveis ou instáveis**. 2006. 152p. Dissertação de Mestrado - UFRJ, Rio de Janeiro, 2006.

OLIVARES, Daniel E. et al. Trends in microgrid control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1905-1920, jul. 2014. ISSN 1949-3053.

OLIVEIRA, Ricardo V. D. **Projeto de controladores de amortecimento para sistemas elétricos de potência**. 2006. 161p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2006.

PAUKNER, Fillipe L. **Comparação do controle do inversor trifásico conectado à rede com filtro LCL considerando o amortecimento passivo e ativo**. 2016. 92p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2016.

POGAKU, Nagaraju; PRODANOVIC, Milan; GREEN, Timothy C. Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 22, n. 2, p. 613-625, mar. 2007. ISSN 0885-8993.

POLINDER, Henk et al. Trends in wind turbine generator systems. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 1, n. 3, p. 174-185, set. 2013. ISSN 2168-6777.

RASHEDUZZAMAN, Md; MUELLER, Jacob A.; KIMBALL, Jonathan W. An accurate small-signal model of inverter dominated islanded microgrids using dq reference frame. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 2, n. 4, p. 1070-1080, dez. 2014. ISSN 2168-6777.

RESNIK, Aleksandr et al. LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 50, n. 2, p. 1255-1232, mar./abr. 2014. ISSN 0093-9994.

REZA, Najafi H.; DASTYAR, Farshad. Dynamic modeling of autonomous wind-diesel system with fixed-speed wind turbine. **International Journal of Applied Power Engineering**, v. 1, n. 2, p. 47-64, Ago. 2012. ISSN 2252-8792.

ROCABERT, Joan et al. Control of Power Converters in AC Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 27, n. 11, p. 4734-4749, nov. 2012. ISSN 0885-8993.

SEBASTIÁN, R.; ALZOLA, R. P. Simulation of an isolated wind diesel system with battery energy storage. **Electric Power Systems Research**, v. 81, p. 677-686, out. 2011. ISSN 0378-7796.

SLOOTWEG, J. G. et al. General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 1, p. 144-151, fev. 2003. ISSN 0885-8950.

SOUZA, Hamilton G. B. D. **Análise das Correntes Transitórias de Inrush em Redes de Distribuição**. 2007. 115p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

TARNOWSKI, Germán C. **Metodologia de regulação da potência ativa para operação de sistemas de geração eólica com aerogeradores de velocidade variável**. 2006. 123p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

THALE, Sushil; AGARWAL, Vivek. **A smart control strategy for the black start of a microgrid based on PV and other auxiliary sources under islanded condition**. IEEE Photovoltaic Specialists Conference. Seattle: IEEE. 2011. p. 2454-2459.

VAN, Tan L.; NGUYEN, Thanh H.; LEE, Dong-Choon. Advanced pitch angle control based on fuzzy logic for variable-speed wind turbine systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 30, n. 2, p. 578-587, jun. 2015. ISSN 0885-8969.

WANG, Gang et al. Study and simulation on wind storage power generation system black start model. **International Journal of Control and Automation**, v. 9, n. 6, p. 37-50, 2016. ISSN 2005-4297.

WANG, Haijiao; CHEN, Zhe; JIANG, Quanyuan. Optimal control method for wind farm to support temporary primary frequency control with minimised wind energy cost. **IET Renewable Power Generation**, v. 9, p. 350-359, 2015. ISSN 1752-1416.

WANG, Ye et al. High wind power penetration in isolated power systems-- Assessment of wind inertial and primary frequency responses. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2412-2420, ago. 2013. ISSN 0885-8950.

WU, Bin et al. **Power conversion and control of wind energy systems**. 1ª. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2011.

XIAOQIANG, Guo et al. **Phase locked loop for electronically-interfaced converters ind distributed utility network**. International Conference on Electrical Machines and Systems. Wuhan: IEEE. 2008. p. 2346-2350.

XU, Wilsun; MANSOUR, Yakout. Voltage stability analysis using generic dynamic load models. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 1, p. 479-493, fev. 1994. ISSN 0885-8950.

YANG, Ye; YANG, Nicholas; LI, Hui. **Cost-benefit study of dispersed battery storage to increase penetration of photovoltaic systems on distribution feeders**. IEEE Power and Energy Society General Meeting. National Harbor, EUA: IEEE. 2014. p. 5.

YU, Kai et al. Analysis and optimization of droop controller for microgrid system based on small-signal dynamic model. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 2, p. 695-705, mar. 2016. ISSN 1949-3053.

YUAN, Xibo et al. DC-link voltage control of a full power converter for wind generator operating in weak-grid systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 24, n. 9, Set. 2009. 2178-2192.

ZHOU, Keliang; WANG, Danwei. Relationship between space-vector modulation and three-phase carrier-based PWM: a comprehensive analysis. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 49, n. 1, p. 186-196, Fev. 2002.

ZHOU, Shiyong et al. **LCL type grid-connected converter no startup inrush current control method based on capacitor branch voltage feedforward**. IEEE Industrial Electronics Society Annual Conference. Yokohama: IEEE. 2015.

## APÊNDICE A - PARÂMETROS DO SISTEMA

Os parâmetros dos componentes empregados na microrrede são apresentados na Tabela 16.

**Tabela 16 - Parâmetros dos componentes do sistema.**

<b>Gerador Diesel</b>	
Potência Nominal (kW)	500
Tensão Nominal (V)	380
Frequência Nominal (Hz)	60
Número de Polos	4
Velocidade Nominal (rad/s / rpm)	377 / 1800
Constante de Inércia (s)	0,54
Constante de Tempo do Motor Diesel (s)	0,15
Constante de Tempo da Excitatriz (s)	0,06
<b>Gerador Síncrono da Unidade Eólica</b>	
Potência Nominal (MW)	1,5
Tensão Nominal (V)	690
Frequência Nominal (Hz)	8,75
Número de Polos	60
Velocidade Nominal (rad/s / rpm)	3,67 / 17,5
Constante de Tempo da Excitatriz (s)	0,06
<b>Turbina Eólica</b>	
Potência Nominal (MW)	1,5
Velocidade do Rotor (mínima / nominal / máxima em rpm)	10,5 / 17,5 / 21
Raio do Rotor (m)	33
Coefficiente de Potência Máximo	0,44
Momento de Inércia do Conjunto (Kgm <sup>2</sup> )	2,86 x 10 <sup>6</sup>
<b>Barramento CC</b>	
Tensão Nominal (V <sub>CC</sub> )	1100
Capacitância (F)	0,3
<b>Filtro LCL</b>	
Indutância do Indutor do Filtro (μH)	516
Resistência do Indutor do Filtro (mΩ)	1,0
Capacitância do Capacitor do Filtro (μF)	419
Indutância do Indutor de Acoplamento (μH)	58,0
Resistência do Indutor de Acoplamento (mΩ)	1,0

## APÊNDICE B - PROJETO DO FILTRO LCL E DOS GANHOS DO CONTROLE DO INVERSOR

Este apêndice apresenta as metodologias utilizadas para o projeto do filtro LCL da unidade eólica e para o projeto dos ganhos das malhas de controle do inversor da unidade eólica.

### PROJETO DO FILTRO LCL

Para o projeto do filtro LCL foi considerada a metodologia apresentada por Resnik *et al.* (2014). Os principais parâmetros de projeto são o *ripple* máximo admitido no indutor do lado do conversor, a tensão do barramento CC e a frequência de chaveamento do conversor. Também é estabelecida uma banda admissível para a frequência de ressonância, conforme será mostrado na sequência.

Primeiramente, são definidos os valores de impedância base, indutância base e capacitância base como

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}, \quad (103)$$

$$L_{base} = \frac{Z_{base}}{\omega_{base}}, \quad (104)$$

e

$$C_{base} = \frac{1}{\omega_{base} Z_{base}}, \quad (105)$$

onde  $V_{base}$  é a tensão nominal da unidade eólica, ou seja,  $V_{base} = 690 \text{ V}$ ,  $S_{base}$  é a potência nominal da unidade eólica, ou seja,  $S_{base} = 1,5 \text{ MVA}$ , e  $\omega_{base}$  é a frequência angular de base, ou seja,  $\omega_{base} = 2\pi 60 \text{ rad/s}$ . Os valores de impedância base, indutância base e capacitância base são, respectivamente,  $Z_{base} = 0,317 \text{ } \Omega$ ,  $L_{base} = 841 \text{ } \mu\text{H}$  e  $C_{base} = 8,37 \text{ mF}$ .

### Indutor do Lado do Conversor

O indutor do lado do conversor é dado por (RESNIK et al., 2014)

$$L_f = \frac{V_{cc}}{6f_{sw}\Delta I_{L,máx}}, \quad (106)$$

Onde  $L_f$  é a indutância do indutor do lado do conversor (indutor de filtragem),  $V_{cc}$  é a tensão nominal do barramento CC,  $f_{sw}$  é a frequência de chaveamento do inversor e  $\Delta I_{L,máx}$  é o *ripple* de corrente máximo admitido. Para um *ripple* máximo de 8% da corrente nominal de pico da unidade eólica, ou seja,  $\Delta I_{L,máx} = 0,08 \cdot 1255 \cdot \sqrt{2}$  A,  $V_{cc} = 1100$  V e  $f_{sw} = 2,5$  kHz, o valor do indutor do lado do conversor obtido é  $L_f = 516 \mu\text{H}$ . Em percentual na base do filtro LCL,  $\bar{L}_f = 0,614$  p.u..

### Capacitor do Filtro

Para o dimensionamento do capacitor do filtro, é considerado que a máxima variação do fator de potência sentida pela rede é de 5%, sendo calculado o capacitor do filtro por (RESNIK et al., 2014)

$$C_f = 0,05 \cdot C_{base}, \quad (107)$$

resultando em  $C_f = 419 \mu\text{F}$ .

### Indutor do Lado da Rede

O indutor do lado da rede (indutor de acoplamento) é calculado em função do *ripple* de corrente desejado, do capacitor do filtro e da frequência de chaveamento. O *ripple* no indutor do lado da rede é definido como um percentual do

*ripple* no indutor do lado do conversor, representado por um fator de atenuação do *ripple*  $K_a$ . O indutor do lado da rede é então calculado por (RESNIK et al., 2014)

$$L_c = \frac{\sqrt{\frac{1}{K_a^2} + 1}}{C_f \omega_{sw}^2}, \quad (108)$$

onde  $\omega_{sw}$  é a frequência angular de chaveamento. Considerando a atenuação do *ripple* para 20%, ou seja,  $K_a = 0,2$ ,  $C_f = 419 \mu\text{F}$  e  $\omega_{sw} = 2\pi \cdot 2500 \text{ rad/s}$ , o valor do indutor do lado da rede obtido é  $L_c = 58,0 \mu\text{H}$ . O valor do indutor em p.u. na base do filtro é  $\bar{L}_c = 0,069 \text{ p.u.}$ , correspondendo à uma reatância de  $\bar{X}_c = 0,069 \text{ p.u.}$ .

Como um transformador é utilizado para adequar a tensão da unidade eólica com a tensão da microrrede, sua reatância série é considerada como parte do filtro. A reatância equivalente de transformadores de até 2500 kVA encontra-se entre 0,05 p.u. e 0,07 p.u., de acordo com a IEEE *Standard* C57.12.40 (2011). Considerando a reatância do transformador como 0,05 p.u., a reatância do indutor do lado da rede necessária para obter o valor desejado para o filtro é dada por

$$\bar{X}_c' = \bar{X}_c - \bar{X}_{T1}, \quad (109)$$

onde  $\bar{X}_c'$  é a reatância do indutor do lado da rede e  $\bar{X}_{T1}$  é a reatância do transformador. Assim, o valor da reatância do indutor do lado da rede a ser utilizada é  $\bar{X}_c' = 0,019 \text{ p.u.}$ , o que corresponde a uma indutância de  $\bar{L}_c' = 0,019 \text{ p.u.}$  ou  $L_c' = 16,0 \mu\text{H}$ .

### Frequência de Ressonância

A frequência de ressonância do filtro LCL é calculada por (RESNIK et al., 2014)

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_f + L_c}{L_f L_c C_f}} \quad (110)$$

A frequência de ressonância do filtro LCL deve se manter dentro de uma faixa, estabelecida como (RESNIK et al., 2014)

$$10f_n < f_{res} < 0,5f_{sw}, \quad (111)$$

onde  $f_n$  é a frequência fundamental do sistema.

Considerando a frequência fundamental do sistema e a frequência de chaveamento do conversor, a faixa permitida para a frequência de ressonância é  $600 \text{ Hz} < f_{res} < 1250 \text{ Hz}$ . Utilizando os valores calculados dos indutores e do capacitor do filtro, a frequência de ressonância do filtro LCL é  $f_{res} = 1090 \text{ Hz}$ , mantendo-se dentro da faixa apropriada.

#### Resistor de Amortecimento (*Damping*) e Resistências dos Indutores

Um resistor em série com o capacitor do filtro é utilizado para atenuar a ressonância do filtro LCL, sendo calculado como um terço da impedância do capacitor do filtro na frequência de ressonância (RESNIK et al., 2014)

$$r_d = \frac{1}{3\omega_{res} C_f} \quad (112)$$

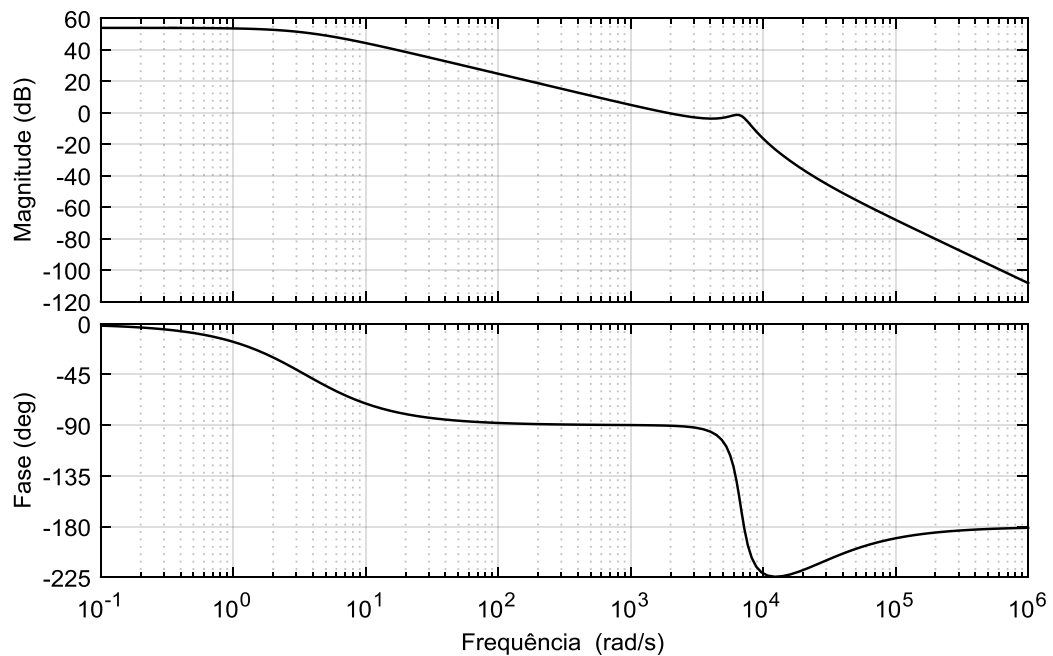
O valor do resistor de amortecimento obtido é  $r_d = 0,116 \Omega$ .

Na modelagem apresentada para o filtro LCL, foram consideradas também as resistências dos indutores. Por ser um parâmetro que depende das características construtivas dos indutores e não é de interesse do trabalho abordar este tema, os valores das resistências foram escolhidas como  $r_f = r_c = 1 \text{ m}\Omega$ .



### Resposta em Frequência do Filtro LCL Projetado

A resposta em frequência do filtro LCL é importante para verificar a banda passante e a atenuação na frequência de chaveamento. Para isso foi plotado o gráfico de bode da função de transferência do filtro LCL em malha aberta, mostrada na Figura 106. A banda passante verificada para o filtro projetado foi  $\omega_b = 3090$  rad/s ou  $f_b = 492$  Hz. A atenuação na frequência de chaveamento foi de  $-30,1$  dB.



**Figura 106 - Resposta em frequência da função de transferência em malha aberta do filtro LCL.**

### PROJETO DOS GANHOS DAS MALHAS DE CONTROLE DO INVERSOR DA UNIDADE EÓLICA

As malhas de controle do inversor da unidade eólica estão apresentadas através das equações (36) a (43) e também na Figura 26. A metodologia de projeto dos ganhos das malhas internas de controle de corrente adotada neste trabalho é baseada na banda passante do filtro  $\omega_b$  e no coeficiente de amortecimento  $\zeta$  do sistema. Esta metodologia é baseada na comparação entre a função de

transferência de um sistema de segunda ordem na forma padrão e a função de transferência do filtro indutivo (filtro L) em malha fechada com um controlador PI, sendo apresentada em detalhes por Kanieski (2010). Desta forma, os ganhos proporcional e integral do controlador PI são dados por

$$K_p = \frac{2\zeta\omega_b L}{\sqrt{2\zeta^2 + 1} + \sqrt{(1 + 2\zeta^2)^2 + 1}} \quad (113)$$

e

$$K_i = \frac{\omega_b^2 L}{2\zeta^2 + 1 + \sqrt{(1 + 2\zeta^2)^2 + 1}}. \quad (114)$$

onde  $K_p$  é o ganho proporcional,  $K_i$  é o ganho integral e  $L$  é a indutância do filtro.

A metodologia apresentada pode ser aplicada ao projeto dos controladores tanto do inversor conectado com filtro L quanto do inversor conectado com filtro LCL, desde que a banda passante seja similar para ambos os casos (PAUKNER, 2016). Isso ocorre devido à resposta em frequência do filtro L e do filtro LCL serem idênticas para as frequências abaixo da frequência de corte, ou seja, na banda passante, desde que a indutância do filtro L seja igual à soma das indutâncias do filtro LCL. Este comportamento pode ser visto na Figura 107.

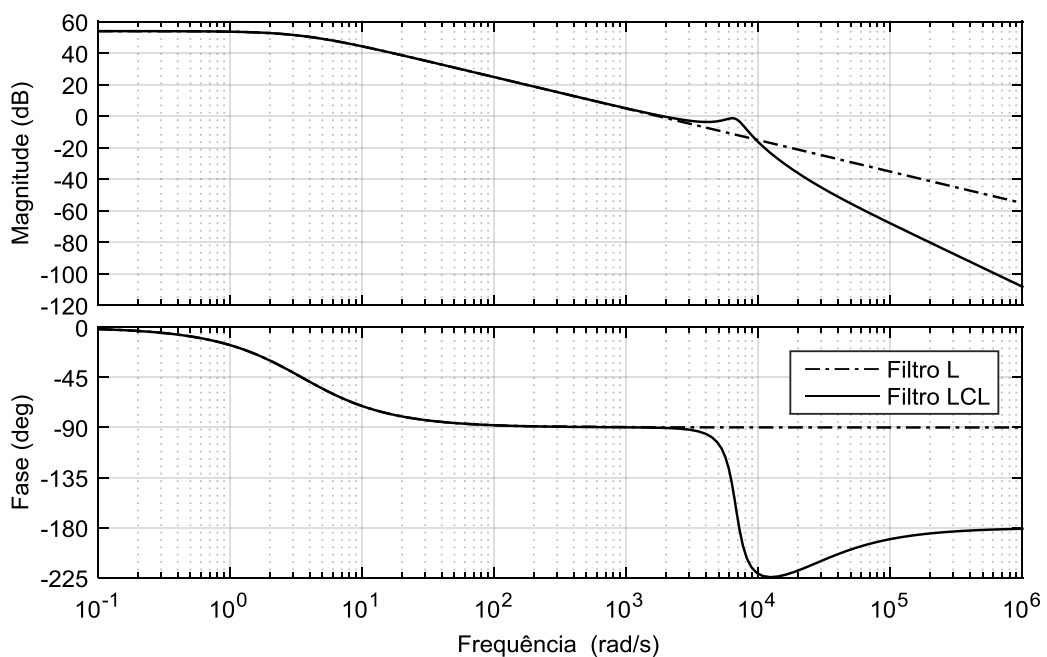


Figura 107 - Resposta em frequência do filtro L e do filtro LCL.

Utilizando como parâmetros de projeto a soma das indutâncias do filtro LCL projetado na seção anterior,  $L = L_f + L_c$ , ou seja,  $L = 574 \mu\text{H}$ , a banda passante  $\omega_b = 3090 \text{ rad/s}$  e o coeficiente de amortecimento  $\zeta = 1$ , correspondendo à um amortecimento crítico, os ganhos proporcional e integral das malhas de controle de corrente do inversor obtidos através de (113) e (114) são, respectivamente,  $K_{p,idd} = K_{p,iiq} = 1,43$  e  $K_{i,idd} = K_{i,iiq} = 890$ .

Através de uma análise dos autovalores do sistema linearizado em malha fechada, foi feito um ajuste da parcela proporcional, com o objetivo de melhorar o desempenho dinâmico do sistema aumentando. Assim, os ganhos do controle de corrente utilizados são  $K_{p,idd} = K_{p,iiq} = 2,14$  e  $K_{i,idd} = K_{i,iiq} = 890$ .

Os ganhos das malhas externas de controle de tensão do barramento CC e potência reativa foram determinados em função dos ganhos das malhas internas de forma a garantir uma dinâmica de controle mais lenta. Através de uma análise dos autovalores do sistema linearizado em malha fechada, foram utilizados ganhos proporcionais duas vezes menores e ganhos integrais dez vezes menores que os ganhos das malhas internas. Assim, os ganhos proporcionais e integrais utilizados nas malhas externas são, respectivamente,  $K_{p,Vcc} = K_{p,Q} = 1,07$  e  $K_{i,Vcc} = K_{i,Q} = 89$ .

## APÊNDICE C - MODELO DA MICRORREDE

O sistema em malha fechada pode ser representado na forma de equações diferenciais do tipo

$$\dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z}) \quad (115)$$

onde  $\mathbf{x}$  é o vetor com as variáveis de estado,  $\mathbf{u}$  é o vetor com as ações de controle e  $\mathbf{z}$  é o vetor com as variáveis algébricas.

A seguir são apresentadas as equações diferenciais e algébricas que fazem parte do modelo do sistema não linear em malha fechada com os controladores propostos. As equações do modelo apresentado correspondem ao sistema em que o gerador diesel opera em modo Vf.

$$z_1: \quad \theta = \bar{\delta}_{pll} - \pi/2 = \bar{\delta}_t - \pi/2 \quad (116)$$

$$z_2: \quad \bar{i}_{oD} = \bar{i}_{od} \cos \theta + \bar{i}_{oq} \sin \theta \quad (117)$$

$$z_3: \quad \bar{i}_{oQ} = -\bar{i}_{od} \sin \theta + \bar{i}_{oq} \cos \theta \quad (118)$$

$$z_4: \quad \bar{i}_{dLz} = \bar{i}_{oD} + \bar{i}_{ds} - \bar{i}_{dLi} - \bar{i}_{dLp} \quad (119)$$

$$z_5: \quad \bar{i}_{qLz} = \bar{i}_{oQ} + \bar{i}_{qs} - \bar{i}_{qLi} - \bar{i}_{qLp} \quad (120)$$

$$z_6: \quad \bar{v}_{ds} = \bar{R}_{Lz} \bar{i}_{dLz} - \bar{X}_{Lz} \bar{i}_{qLz} \quad (121)$$

$$z_7: \quad \bar{v}_{qs} = \bar{X}_{Lz} \bar{i}_{dLz} + \bar{R}_{Lz} \bar{i}_{qLz} \quad (122)$$

$$\dot{x}_1: \quad \frac{d\bar{i}_{ds}}{dt} = \left( -\bar{R}_{as} \bar{i}_{ds} + \bar{L}_{qs} \bar{i}_{qs} \bar{\omega}_r + \frac{\bar{L}_{m ds}}{\omega_b} \frac{d\bar{i}_{fds}}{dt} - \bar{v}_{ds} \right) \frac{\omega_b}{\bar{L}_{ds}} \quad (123)$$

$$\dot{x}_2: \quad \frac{d\bar{i}_{qs}}{dt} = \left( -\bar{R}_{as} \bar{i}_{qs} - \bar{L}_{ds} \bar{i}_{ds} \bar{\omega}_r + \bar{L}_{m ds} \bar{i}_{fds} \bar{\omega}_r - \bar{v}_{qs} \right) \frac{\omega_b}{\bar{L}_{qs}} \quad (124)$$

$$z_8: \quad u_{pm} = \bar{P}_{m0} + K_{pgd} (\bar{\omega}_{r,ref} - \bar{\omega}_r) + K_{igd} \alpha_r \quad (125)$$

$$\dot{x}_3: \quad \frac{d\bar{P}_m}{dt} = \frac{1}{T_{am}} (u_{pm} - \bar{P}_m) \quad (126)$$

$$z_9: \quad \bar{T}_m = \bar{P}_m / \bar{\omega}_r \quad (127)$$

$$z_{10}: \quad \bar{T}_e = \bar{L}_{m\text{ds}} \bar{i}_{\text{fds}} \bar{i}_{\text{qs}} - (\bar{L}_{\text{ds}} - \bar{L}_{\text{qs}}) \bar{i}_{\text{ds}} \bar{i}_{\text{qs}} \quad (128)$$

$$\dot{x}_4: \quad \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \frac{1}{2H} (\bar{T}_m - \bar{T}_e) \quad (129)$$

$$\dot{x}_5: \quad \frac{d\alpha_r}{dt} = \bar{\omega}_{r,\text{ref}} - \bar{\omega}_r \quad (130)$$

$$z_{11}: \quad u_{\text{fd}} = K_{\text{ei}} \left( V_{\text{b,ref}} - \sqrt{\bar{V}_{\text{ds}}^2 + \bar{V}_{\text{qs}}^2} \right) \quad (131)$$

$$\dot{x}_6: \quad \frac{d\bar{E}_{\text{fds}}}{dt} = \frac{1}{T_e} (u_{\text{fd}} - \bar{E}_{\text{fds}}) \quad (132)$$

$$\dot{x}_7: \quad \frac{d\bar{i}_{\text{fds}}}{dt} = \left( -\bar{R}_{\text{fds}} \bar{i}_{\text{fds}} + \frac{\bar{L}_{\text{m\text{ds}}}}{\omega_b} \frac{d\bar{i}_{\text{ds}}}{dt} - \bar{E}_{\text{fds}} \bar{R}_{\text{fds}} / (\bar{L}_{\text{m\text{ds}}} \bar{\omega}_r) \right) \frac{\omega_b}{\bar{L}_{\text{fds}}} \quad (133)$$

$$\dot{x}_8: \quad \frac{d\varphi_d}{dt} = -\bar{V}_{\text{cc,ref}} + \bar{V}_{\text{cc}} + AC_{\text{iner},2} \quad (134)$$

$$\dot{x}_9: \quad \frac{d\varphi_q}{dt} = -\bar{Q}_{\text{ref}} + \bar{Q} \quad (135)$$

$$z_{12}: \quad \bar{i}_{\text{id,ref}} = K_{\text{p,Vcc}} (-\bar{V}_{\text{cc,ref}} + \bar{V}_{\text{cc}} + AC_{\text{iner},2}) + K_{\text{i,Vcc}} \varphi_d \quad (136)$$

$$z_{13}: \quad \bar{i}_{\text{iq,ref}} = K_{\text{p,Q}} (-\bar{Q}_{\text{ref}} + \bar{Q}) + K_{\text{i,Q}} \varphi_q \quad (137)$$

$$\dot{x}_{10}: \quad \frac{dy_d}{dt} = \bar{i}_{\text{id,ref}} - \bar{i}_{\text{id}} \quad (138)$$

$$\dot{x}_{11}: \quad \frac{dy_q}{dt} = \bar{i}_{\text{iq,ref}} - \bar{i}_{\text{iq}} \quad (139)$$

$$z_{14}: \quad \bar{v}_{\text{id}}^* = K_{\text{p,iid}} (\bar{i}_{\text{id,ref}} - \bar{i}_{\text{id}}) + K_{\text{i,iid}} Y_d - \bar{i}_{\text{iq}} \bar{\omega}_{\text{pll}} \bar{L}_f \quad (140)$$

$$z_{15}: \quad \bar{v}_{\text{iq}}^* = K_{\text{p,iiq}} (\bar{i}_{\text{iq,ref}} - \bar{i}_{\text{iq}}) + K_{\text{i,iiq}} Y_q + \bar{i}_{\text{id}} \bar{\omega}_{\text{pll}} \bar{L}_f \quad (141)$$

$$\dot{x}_{12}: \quad \frac{d\bar{i}_{\text{id}}}{dt} = \left( -\bar{r}_f \bar{i}_{\text{id}} + \bar{L}_f \bar{i}_{\text{iq}} \bar{\omega}_{\text{pll}} + \bar{v}_{\text{id}}^* - \bar{v}_{\text{od}} \right) \frac{\omega_b}{\bar{L}_f} \quad (142)$$

$$\dot{x}_{13}: \quad \frac{d\bar{i}_{\text{iq}}}{dt} = \left( -\bar{r}_f \bar{i}_{\text{iq}} - \bar{L}_f \bar{i}_{\text{id}} \bar{\omega}_{\text{pll}} + \bar{v}_{\text{iq}}^* - \bar{v}_{\text{oq}} \right) \frac{\omega_b}{\bar{L}_f} \quad (143)$$

$$\dot{x}_{14}: \quad \frac{d\bar{v}_{\text{od}}}{dt} = \left( \bar{C}_f \bar{v}_{\text{oq}} \bar{\omega}_{\text{pll}} + \bar{i}_{\text{id}} - \bar{i}_{\text{od}} \right) \frac{\omega_b}{\bar{C}_f} \quad (144)$$

$$\dot{x}_{15}: \quad \frac{d\bar{v}_{\text{oq}}}{dt} = \left( -\bar{C}_f \bar{v}_{\text{od}} \bar{\omega}_{\text{pll}} + \bar{i}_{\text{iq}} - \bar{i}_{\text{oq}} \right) \frac{\omega_b}{\bar{C}_f} \quad (145)$$

$$Z_{16}: \quad \bar{v}_{bd} = \bar{v}_{ds} \cos \theta - \bar{v}_{qs} \sin \theta \quad (146)$$

$$Z_{17}: \quad \bar{v}_{bq} = \bar{v}_{ds} \sin \theta + \bar{v}_{qs} \cos \theta \quad (147)$$

$$\dot{x}_{16}: \quad \frac{d\bar{i}_{od}}{dt} = \left( -\bar{r}_c \bar{i}_{od} + \bar{L}_c \bar{i}_{oq} \bar{\omega}_{pll} + \bar{v}_{od} - \bar{v}_{bd} \right) \frac{\omega_b}{L_f} \quad (148)$$

$$\dot{x}_{17}: \quad \frac{d\bar{i}_{oq}}{dt} = \left( -\bar{r}_c \bar{i}_{oq} + \bar{L}_c \bar{i}_{od} \bar{\omega}_{pll} + \bar{v}_{oq} - \bar{v}_{bq} \right) \frac{\omega_b}{L_f} \quad (149)$$

$$\dot{x}_{18}: \quad \frac{d\bar{v}_{oqf}}{dt} = \frac{1}{T_{pll}} \left( \bar{v}_{oq} - \bar{v}_{oqf} \right) \quad (150)$$

$$\dot{x}_{19}: \quad \frac{d\phi_{pll}}{dt} = 0 - \bar{v}_{oqf} \quad (151)$$

$$Z_{18}: \quad \Delta\omega_{pll} = K_{p,pll} \left( 0 - \bar{v}_{oqf} \right) + K_{i,pll} \bar{\phi}_{pll} \quad (152)$$

$$\dot{x}_{20}: \quad \frac{d\bar{\delta}_{pll}}{dt} = \Delta\omega_{pll} \quad (153)$$

$$Z_{19}: \quad \bar{\omega}_{pll} = \bar{\omega}_0 - \Delta\omega_{pll} / \omega_b \quad (154)$$

$$Z_{20}: \quad \bar{P}_{cc,in} = \bar{v}_{dw} \bar{i}_{dw} + \bar{v}_{qw} \bar{i}_{qw} \quad (155)$$

$$Z_{21}: \quad \bar{P}_{cc,out} = \bar{v}_{id} \bar{i}_{id} + \bar{v}_{iq} \bar{i}_{iq} \quad (156)$$

$$\dot{x}_{21}: \quad \frac{d\bar{V}_{cc}}{dt} = \frac{1}{\bar{C}_{cc} \bar{V}_{cc}} \left( \bar{P}_{cc,in} - \bar{P}_{cc,out} \right) \omega_b \quad (157)$$

$$\dot{x}_{22}: \quad \frac{d\alpha_t}{dt} = -\bar{\omega}_{t,ref} + \bar{\omega}_t + AC_{iner,1} \quad (158)$$

$$Z_{22}: \quad \bar{i}_{qw,ref} = K_{p,wt} \left( -\bar{\omega}_{t,ref} + \bar{\omega}_t + AC_{iner,1} \right) + K_{i,wt} \alpha_t \quad (159)$$

$$\dot{x}_{23}: \quad \frac{d\zeta_d}{dt} = \bar{i}_{dw,ref} - \bar{i}_{dw} \quad (160)$$

$$\dot{x}_{24}: \quad \frac{d\zeta_q}{dt} = \bar{i}_{qw,ref} - \bar{i}_{qw} \quad (161)$$

$$Z_{23}: \quad \bar{v}_{dw}^* = -K_{p,idw} \left( \bar{i}_{dw,ref} - \bar{i}_{dw} \right) - K_{i,idw} \zeta_d + \bar{i}_{qw} \bar{\omega}_t \bar{L}_{qw} \quad (162)$$

$$Z_{24}: \quad \bar{v}_{qw}^* = -K_{p,iqw} \left( \bar{i}_{qw,ref} - \bar{i}_{qw} \right) - K_{i,iqw} \zeta_q - \bar{i}_{dw} \bar{\omega}_t \bar{L}_{dw} + \bar{E}_{fdw} \quad (163)$$

$$\dot{x}_{25}: \quad \frac{d\bar{i}_{dw}}{dt} = \left( -\bar{R}_{aw} \bar{i}_{dw} + \bar{L}_{qw} \bar{i}_{qw} \bar{\omega}_t + \frac{\bar{L}_{mdw}}{\omega_{bw}} \frac{d\bar{i}_{fdw}}{dt} - \bar{v}_{dw}^* \right) \frac{\omega_{bw}}{\bar{L}_{dw}} \quad (164)$$

$$\dot{x}_{26}: \quad \frac{d\bar{i}_{qw}}{dt} = \left( -\bar{R}_{aw}\bar{i}_{qw} - \bar{L}_{dw}\bar{i}_{dw}\bar{\omega}_t + \bar{L}_{mdw}\bar{i}_{fdw}\bar{\omega}_t - \bar{v}_{qw}^* \right) \frac{\omega_{bw}}{\bar{L}_{qw}} \quad (165)$$

$$z_{25}: \quad \bar{v}_{sw} = \sqrt{\left( -\bar{R}_{aw}\bar{i}_{qw} - \bar{L}_{dw}\bar{i}_{dw}\bar{\omega}_t + \bar{i}_{fdw}\bar{L}_{mdw}\bar{\omega}_t \right)^2 + \left( -\bar{R}_{aw}\bar{i}_{dw} + \bar{L}_{qw}\bar{i}_{qw}\bar{\omega}_t \right)^2} \quad (166)$$

$$\dot{x}_{27}: \quad \frac{d\varphi_{sw}}{dt} = \bar{v}_{sw,ref} - \bar{v}_{sw} \quad (167)$$

$$z_{26}: \quad u_{fdw} = K_{pfdw} \left( \bar{v}_{sw,ref} - \bar{v}_{sw} \right) + K_{ifdw} \varphi_{sw} \quad (168)$$

$$\dot{x}_{28}: \quad \frac{d\bar{E}_{fdw}}{dt} = \frac{1}{T_{ew}} \left( u_{fdw} - \bar{E}_{fdw} \right) \quad (169)$$

$$\dot{x}_{29}: \quad \frac{d\bar{i}_{fdw}}{dt} = \left( -\bar{R}_{fdw}\bar{i}_{fdw} + \frac{\bar{L}_{mdw}}{\omega_{bw}} \frac{d\bar{i}_{dw}}{dt} - \bar{E}_{fdw}\bar{R}_{fdw} / \left( \bar{L}_{mdw}\bar{\omega}_t \right) \right) \frac{\omega_{bw}}{\bar{L}_{fdw}} \quad (170)$$

$$z_{27}: \quad \lambda = \frac{\omega_t R_t}{V_v} \quad (171)$$

$$z_{28}: \quad C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( c_2 \left( \frac{1}{\lambda + c_8\beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right) - c_3\beta - c_4\beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-c_7 \left( \frac{1}{\lambda + c_8\beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right)} \quad (172)$$

$$z_{29}: \quad P_t = \frac{1}{2} \rho_{ar} A C_p(\lambda, \beta) V_v^3 \quad (173)$$

$$z_{30}: \quad \bar{T}_t = \bar{P}_t / \bar{\omega}_t \quad (174)$$

$$z_{31}: \quad \bar{T}_{ew} = \bar{L}_{mdw}\bar{i}_{fdw}\bar{i}_{qw} - \left( \bar{L}_{dw} - \bar{L}_{qw} \right) \bar{i}_{dw}\bar{i}_{qw} \quad (175)$$

$$\dot{x}_{30}: \quad \frac{d\bar{\omega}_t}{dt} = \frac{S_n}{\omega_{bm}^2 J_{tg}} \left( \bar{T}_t - \bar{T}_{ew} \right) \quad (176)$$

$$\dot{x}_{31}: \quad \frac{d\bar{i}_{dLi}}{dt} = \frac{1}{T_{Li}} \left( \bar{i}_{dLi0} - \bar{i}_{dLi} \right) \quad (177)$$

$$\dot{x}_{32}: \quad \frac{d\bar{i}_{qLi}}{dt} = \frac{1}{T_{Li}} \left( \bar{i}_{qLi0} - \bar{i}_{qLi} \right) \quad (178)$$

$$\dot{x}_{33}: \quad \frac{d\bar{i}_{dLp}}{dt} = \frac{1}{T_{Lp}} \left( p_3 \bar{P}_{L0} - \left( \bar{v}_{bd}\bar{i}_{dLp} + \bar{v}_{bq}\bar{i}_{qLp} \right) \right) \quad (179)$$

$$\dot{x}_{34}: \quad \frac{d\bar{i}_{qLp}}{dt} = -\frac{1}{T_{Lp}} \left( q_3 \bar{Q}_{L0} - \left( -\bar{v}_{bd}\bar{i}_{qLp} + \bar{v}_{bq}\bar{i}_{dLp} \right) \right) \quad (180)$$

$$\dot{x}_{c1}: \quad \frac{dx_{c1}}{dt} = \bar{\omega}_{r,ref} - \bar{\omega}_r \quad (181)$$

$$\dot{x}_{c2}: \quad \frac{dx_{c2}}{dt} = \frac{1}{T_{ud}} \left( \frac{dx_{c1}}{dt} - x_{c2} \right) \quad (182)$$

$$\dot{x}_{c3}: \quad \frac{dx_{c3}}{dt} = \frac{1}{T_{ud}} \left( \frac{dx_{c1}}{dt} - x_{c3} \right) \quad (183)$$

$$u_1: \quad AC_{iner,1} = K_{p,iner1} (\bar{\omega}_{r,ref} - \bar{\omega}_r) + K_{i,iner1} x_{c1} + K_{d,iner1} \left( \frac{dx_{c2}}{dt} - \frac{dx_{c1}}{dt} \right) \quad (184)$$

$$u_2: \quad AC_{iner,2} = K_{p,iner2} (\bar{\omega}_{r,ref} - \bar{\omega}_r) + K_{d,iner2} \left( \frac{dx_{c3}}{dt} - \frac{dx_{c1}}{dt} \right) \quad (185)$$