

Quando fontes de energia eólica são responsáveis por grande parte da energia de uma microrrede isolada, estas devem eventualmente suportar a regulação de frequência do barramento CA. O aumento da penetração de turbinas eólicas de velocidade variável em microrredes leva a uma menor inércia, pois a velocidade rotacional das turbinas está desacoplada do barramento CA por conversores eletrônicos de potência. Baixas inércias resultam em maiores desvios de frequência em casos de variação abrupta de geração e carga. É possível implementar malhas de controle nos conversores do sistema de geração eólica de forma a suportar a regulação de frequência da microrrede. Esta tese investiga variáveis relacionadas à capacidade de compensação de frequência das turbinas eólicas de pequeno porte, tais como, energia cinética, capacitância do barramento CC, tamanho da turbina, penetração eólica, número de turbinas, região de operação ao longo da curva de potência, reserva de potência e ganho do controle do conversor CC-CA que interage com o barramento CA. A análise é estruturada como um Delineamento de Experimentos (*Design of Experiments* - DOE) para obter uma clara e organizada comparação de múltiplas configurações do sistema. Uma técnica de controle ótimo (*Linear Quadratic Regulator* - LQR) foi aplicada para prover a comparação entre as diferentes configurações do sistema de forma que as respostas sejam ótimas e proporcionais entre si, mantendo o requisito de simetria do DOE. Um fluxograma explicando como o DOE e os ganhos dos controladores foram definidos é ilustrado. A aplicação da técnica de DOE fracionado para a sintonia do LQR foi proposta, incluindo fluxogramas para o processo de maximização ou minimização da variável de saída, assim como a obtenção de um valor predefinido.

Orientador: Ademir Nied

Coorientador: Jean Patric da Costa

Joinville, 2019

ANO
2019

RAFFAEL ENGLEITNER | ANÁLISE DINÂMICA DO SUPORTE NO CONTROLE
DE FREQUÊNCIA EM MICRORREDES ATRAVÉS DE TURBINAS EÓLICAS DE
PEQUENO PORTE



UDESC

UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA – UDESC
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS – CCT
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TESE DE DOUTORADO

**ANÁLISE DINÂMICA DO SUPORTE
NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA
EM MICRORREDES ATRAVÉS DE
TURBINAS EÓLICAS DE PEQUENO
PORTE**

RAFFAEL ENGLEITNER

JOINVILLE, 2019

RAFFAEL ENGLEITNER

**ANÁLISE DINÂMICA DO SUPORTE NO CONTROLE DE
FREQUÊNCIA EM MICRORREDES ATRAVÉS DE TURBINAS
EÓLICAS DE PEQUENO PORTE**

Tese submetida ao Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, no Centro de Ciências Tecnológicas, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. Ademir Nied

Coorientador: Dr. Jean Patric da Costa

JOINVILLE,

2019

**Ficha catalográfica elaborada pelo programa de geração automática da
Biblioteca Setorial do CCT/UESC,
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

Engleitner, Raffael
ANÁLISE DINÂMICA DO SUPORTE NO CONTROLE DE
FREQUÊNCIA EM MICRORREDES ATRAVÉS DE TURBINAS
EÓLICAS DE PEQUENO PORTE / Raffael Engleitner. -- 2019.
120 p.

Orientador: Ademir Nied
Coorientador: Jean Patric da Costa
Tese (doutorado) -- Universidade do Estado de Santa Catarina,
Centro de Ciências Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, Joinville, 2019.

1. Microrredes Isoladas. 2. Gerador Eólico de Ímã Permanente.
3. Suporte de Frequência. 4. Delineamento de Experimentos. 5.
Regulador Linear Quadrático. I. Nied, Ademir. II. Patric da Costa,
Jean. III. Universidade do Estado de Santa Catarina, Centro de
Ciências Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica. IV. Título.

**Análise Dinâmica do Suporte no Controle de Frequência em Microrredes
através de Turbinas Eólicas de Pequeno Porte**

por

Raffael Engleitner

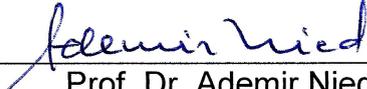
Esta tese foi julgada adequada para obtenção do título de

DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA

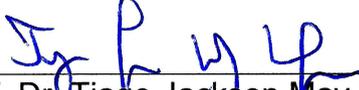
Área de concentração em “Sistemas Eletroeletrônicos”
e aprovada em sua forma final pelo

CURSO DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DO CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS DA
UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA.

Banca Examinadora:



Prof. Dr. Ademir Nied
CCT/UESC
(Orientador/Presidente)



Prof. Dr. Tiago Jackson May Dezuo
CCT/UESC



Profa. Dra. Mariana Santos Matos
Cavalca
CCT/UESC



Prof. Dr. Moisés Ferber de Vieira
Lessa
UFSC-Joinville

videoconferência

Prof. Dr. Humberto Pinheiro
UFSCM

Joinville, SC, 06 de dezembro de 2019.

Dedico esta tese aos meus pais e à minha esposa pelo apoio,
carinho e confiança.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Dr. Ademir Nied, pela orientação e atenção dedicada para que esta tese fosse realizada da melhor forma possível.

Ao Professor Dr. Jean Patric da Costa pela sua coorientação de grande importância para a evolução do trabalho.

À Professora Dra. Mariana Santos Matos Cavalca pelas ricas discussões de suporte ao desenvolvimento do tema.

À Universidade do Estado de Santa Catarina, juntamente com seus profissionais, por oferecerem ensino público de qualidade e suporte à pesquisa.

Aos familiares pelo apoio em todos os momentos.

A Deus por me guiar e suportar no caminho do aprendizado e qualificação profissional e nunca me deixar desistir nos momentos difíceis.

“A mente que se abre a uma nova ideia jamais voltará ao seu tamanho original”

Albert Einstein

RESUMO

Quando fontes de energia eólica são responsáveis por grande parte da energia de uma microrrede isolada, estas devem eventualmente suportar a regulação de frequência do barramento CA. O aumento da penetração de turbinas eólicas de velocidade variável em microrredes leva a uma menor inércia, pois a velocidade rotacional das turbinas está desacoplada do barramento CA por conversores eletrônicos de potência. Baixas inércias resultam em maiores desvios de frequência em casos de variação abrupta de geração e carga. É possível implementar malhas de controle nos conversores do sistema de geração eólica de forma a suportar a regulação de frequência da microrrede. Esta tese investiga variáveis relacionadas à capacidade de compensação de frequência das turbinas eólicas de pequeno porte, tais como, energia cinética, capacitância do barramento CC, tamanho da turbina, penetração eólica, número de turbinas, região de operação ao longo da curva de potência, reserva de potência e ganho do controle do conversor CC-CA que interage com o barramento CA. A análise é estruturada como um Delineamento de Experimentos (*Design of Experiments* - DOE) para obter uma clara e organizada comparação de múltiplas configurações do sistema. Uma técnica de controle ótimo (*Linear Quadratic Regulator* - LQR) foi aplicada para prover a comparação entre as diferentes configurações do sistema de forma que as respostas sejam ótimas e proporcionais entre si, mantendo o requisito de simetria do DOE. Um fluxograma explicando como o DOE e os ganhos dos controladores foram definidos é ilustrado. A aplicação da técnica de DOE fracionado para a sintonia do LQR foi proposta, incluindo fluxogramas para o processo de maximização ou minimização da variável de saída, assim como a obtenção de um valor predefinido.

Palavras-chave: Microrredes Isoladas, Gerador Eólico de Ímã Permanente, Suporte de Frequência, Delineamento de Experimentos, Regulador Linear Quadrático.

ABSTRACT

When the wind power accounts for a large portion of the islanded microgrid power, it may need to support the AC bus frequency regulation. The increasing penetration of variable speed wind turbines (WT) in microgrids leads to lower inertia as the rotational speed of the turbine and the grid are decoupled by power electronic converters. Lower system inertia results in a larger frequency deviation after the occurrence of abrupt variations on generation and load. It is possible to implement control loops in the WT converters to support frequency regulation in the microgrid. This thesis investigates the variables related to the frequency compensation capability of WT, such as kinetic energy, dc-link capacitance, turbine size, wind penetration, number of turbines, operating region along the power curve, power reserve and gain of the control of the CC-CA converter that interacts with the AC bus. The analysis is structured as a Design of Experiment (DOE) to have a clear and organized comparison of multiple system configurations. An optimal control technique (Linear Quadratic Regulator - LQR) was applied to provide a comparison among the different system configurations so that the responses are optimum and proportional to each other to keep the DOE symmetry requirement. A flowchart explaining how the DOE and controller gains were defined is provided. The application of the fractional DOE technique for the LQR tuning was proposed, including workflows for the process of either maximizing the output variable or obtaining a predefined value.

Key-words: *Isolated Microgrids, Permanent-Magnet Wind Generator, Frequency Support, Design of Experiments, Linear Quadratic Regulator.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Microrrede tradicional com gerador a diesel e TEPPs.	29
Figura 2 – Microrrede estudada.	31
Figura 3 – Previsão das proporções entre formas de geração de Energia Elétrica; (a) Principais fontes de geração; (b) Principais fontes renováveis;.....	33
Figura 4 – Exemplo de Microrrede com interligação via barramento CC.	36
Figura 5 – Exemplo de Microrrede com interligação via barramento CA.	37
Figura 6 – Exemplo de interligação via barramentos CA e CC.	38
Figura 7 – Previsão da capacidade instalada de geração eólica através de TEPPs.	40
Figura 8 – Distribuição de aplicações com TEPPs ao redor do mundo.	40
Figura 9 – Turbinas eólicas de acordo com o eixo; (a) Proporções; (b) Eixo Horizontal; (c) Eixo Vertical.	41
Figura 10 – Ponte Retificadora a Diodos e Conversor Elevador.	42
Figura 11 – Conversor <i>back-to-back</i>	43
Figura 12 – Gerador Síncrono com rotor bobinado e polos salientes com estator em estrela, três fases e dois polos; (a) Disposição espacial; (b) Diagrama elétrico.	53
Figura 13 – Circuito equivalente <i>dq</i> do GIP.	55
Figura 14 – Fluxo de potência do sistema de geração eólica.	57
Figura 15 – Ganho CC para diferentes curvas da potência extraída, velocidades do vento e velocidade angular.	59
Figura 16 – Lugar das raízes (a) e resposta em frequência (b) para os modelos linearizados sobre os pontos pt1, pt2, pt3 e pt4 da Figura 15.	59
Figura 17 – Velocidade das turbinas eólicas, p_{ex} e energia cinética para diferentes raios com $v_w=12$ m/s.	61
Figura 18 – Conversores CA-CC e CC-CA.	63
Figura 19 – Diagrama de blocos de controle do sistema de conversão eólica.	64
Figura 20 – FOC aplicado ao GIP.	65
Figura 21 – Diagrama de blocos do LQI aplicado ao controle de velocidade do GIP.	68
Figura 22 – Diagrama de blocos do LQI aplicado ao controle do barramento CC.	70
Figura 23 – Curva de potência para diferentes velocidades de vento e de rotação.	72
Figura 24 – Comparação de resposta transitória nos setores I e II para degrau de carga com $v_w=12$ m/s.	73
Figura 25 – Comparação de resposta transitória nos setores I e II para degrau de carga com $v_w=10$ m/s.	74
Figura 26 – Regulação do barramento CC para degraus de carga no Setor I e Setor II com diferentes capacitores de barramento e $v_w=12$ m/s.	74
Figura 27 – Regulação do barramento CC para variação de velocidade do vento em diferentes setores e $i_s=1$ A.	75
Figura 28 – Configurações de simulação e resultados para Y_1 e Y_2	76
Figura 29 – Fluxograma considerado para definir e executar o DOE.	77
Figura 30 – Curvas de potência das turbinas e pontos iniciais de operação.	78
Figura 31 – Dimensões da máquina de referência.	79
Figura 32 – Definição das medições dos Y_s	81
Figura 33 – Gráficos de Pareto para: (a) queda de tensão no barramento CC (Y_1); (b) queda de frequência no barramento CA (Y_2); (c) variação na potência gerada (Y_3); (d) queda de tensão no barramento CA (Y_4).	82

Figura 34 – Tamanho do experimento e quantidade de informação para diferentes resoluções experimentais...	85
Figura 35 – Paretos para comparação dos resultados com diferentes resoluções experimentais.	86
Figura 36 – Fluxograma considerado para definir e executar o DOE fracionado para sintonia do LQR.....	88
Figura 37 – Fatores e constantes do experimento.	89
Figura 38 – Relação de fatores, rodadas e resolução.	89
Figura 39 – Árvore experimental para sintonia do LQR com experimento fatorial fracionado de resolução IV.	90
Figura 40 – Formas de onda dos transitórios (a) e gráfico de Pareto (b).	91
Figura 41 – Teste de sintonia com modelo reduzido para obtenção de resposta predefinida.....	93
Figura 42 – Fluxograma considerado para minimizar ou maximizar variável resposta.....	94
Figura 43 – Simulações para minimização da variável resposta através do caminho mais íngreme.	95
Figura 44 – Simulações para minimização da variável resposta através do caminho mais íngreme.	96
Figura 45 – Mapeamento de polos e zeros para o subsistema 1 (GIP) ao longo do caminho mais íngreme.	97
Figura 46 – Mapeamento de polos e zeros para o subsistema 2 (barramento CC) ao longo do caminho mais íngreme.	97
Figura 47 – Gráfico de Pareto para o experimento da Tabela 7.....	108
Figura 48 – Efeitos principais do experimento da Tabela 7.....	108
Figura 49 – Efeitos de interações do experimento da Tabela 7.....	109
Figura 50 – Resoluções para experimentos fracionados.	112
Figura 51 – Exemplo de FRD para um DOE hipotético.	113
Figura 52 – Simulação para comparação entre modelo linear e não linear.	115
Figura 53 – Comparação entre modelo linear e modelo não linear.....	116

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Momento de inércia de algumas turbinas comerciais.	61
Tabela 2 – Parâmetros dos GIPs simulados.	80
Tabela 3 – Fatores e Níveis para $k_{fa}=4$	91
Tabela 4 – Coeficientes do modelo reduzido.	92
Tabela 5 – Níveis dos fatores para atingir o objetivo (10%=44 V).	93
Tabela 6 – Níveis dos fatores ao longo da minimização da resposta ($k_{fa}=4$).	95
Tabela 7 – Exemplo de matriz experimental.	106
Tabela 8 – Exemplo de matriz de experimento fracionado (2_{III}^{3-1}).	110
Tabela 9 – Exemplo de matriz de experimento fracionado (2_{IV}^{4-1}).	111
Tabela 10 – Modelo tabelado da turbina T_1 para o Setor I (ω_r^* em função de v_w e p_g^*).	119
Tabela 11 – Modelo tabelado da turbina T_1 para o Setor II (ω_r^* em função de v_w e p_g^*).	119
Tabela 12 – Modelo tabelado da turbina T_2 para o Setor I (ω_r^* em função de v_w e p_g^*).	120
Tabela 13 – Modelo tabelado da turbina T_2 para o Setor II (ω_r^* em função de v_w e p_g^*).	120
Tabela 14 – Modelo tabelado da turbina T_3 para o Setor I (ω_r^* em função de v_w e p_g^*).	120
Tabela 15 – Modelo tabelado da turbina T_3 para o Setor II (ω_r^* em função de v_w e p_g^*).	120

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
PCC	Ponto de Conexão Comum
CA-CC	Conversor de potência CA-CC
CC-CA	Conversor de potência CC-CA
CP	Carga de Proteção
DOE	<i>Design of Experiments</i> – Delineamento de Experimentos
ED	Modo de operação com Geração Eólica e Diesel
ES	Modo de operação com Geração Eólica somente
FOC	<i>Field Oriented Control</i> – Controle Orientado ao Campo
GD	Geração Distribuída
GI	Gerador de Indução
GIP	Gerador de Ímã Permanente
GS	Gerador Síncrono
GSD	Gerador Síncrono a Diesel
IEA	<i>International Energy Agency</i> – Agência Internacional de Energia
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> - Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
LQI	<i>Linear Quadratic Integral Regulator</i> – Regulador Linear Quadrático Integral
LQR	<i>Linear Quadratic Regulator</i> – Regulador Linear Quadrático
MEP	Máxima Extração de Potência
MIMO	<i>Multiple-Input Multiple-Output</i> – Múltiplas entradas e múltiplas saídas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i> – Modulação por largura de pulso
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
TEPP	Turbina Eólica de Pequeno Porte
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i> – Relação de velocidade na ponta das pás

WEC	<i>World Energy Council</i> – Conselho Mundial de Energia
WECS	<i>Wind Energy Conversion Systems</i> – Sistemas de Conversão de Energia Eólica
WWEA	<i>World Wind Energy Association</i> – Associação Mundial de Energia Eólica
ZOH	<i>Zero Order Hold</i> – Retentor de Ordem Zero
ZSD	Zero no Semiplano Direito

LISTA DE SÍMBOLOS

abc	Coordenadas associadas ao sistema trifásico em eixos estacionários
$\alpha\beta 0$	Coordenadas obtidas através da transformação de Clarke sobre as coordenadas abc
ξ	Vetor de estados estendido
θ_e	Ângulo elétrico em rad
λ_m	Fluxo produzido pelos imãs permanentes em webers
λ_{abc}	Fluxo acoplado das bobinas a , b e c do estator
a	Eixo magnético da fase a
A_r	Área varrida pelas pás da turbina em m^2
A_ξ, B_ξ e C_ξ	Matrizes A , B e C aumentadas
A, B, C e D	Matrizes utilizadas para representação da planta em espaço de estados
A_d, B_d, C_d e D_d	Matrizes A, B, C e D discretizadas
b	Eixo magnético da fase b
b_m	Coefficiente de amortecimento da máquina em $N \cdot m \cdot s$
c	Eixo magnético da fase c
$c_{1..6}$	Constantes aerodinâmicas da turbina
C_b	Capacitância do barramento CC em farads
C_p	Coefficiente de potência da turbina eólica
$dq0$	Coordenadas obtidas através da transformação de Park sobre as coordenadas abc
$e(k)$	Erro do LQI discreto
E_c	Energia cinética da turbina eólica
F	Vetor de ganhos do controlador ótimo
f_a	Número de fatores de um DOE
f_d	Enrolamento de campo
f_r	Número de fracionamentos de um DOE
i_a	Corrente na fase a do gerador em amperes
i_b	Corrente na fase b do gerador em amperes
i_c	Corrente na fase c do gerador em amperes
i_s	Corrente de saída do barramento CC em amperes
i_d	Corrente de eixo direto no gerador em amperes

i_g	Corrente gerada em amperes
i_q	Corrente de eixo em quadratura no gerador em amperes
J	Função de otimização do controle ótimo
J_g	Momento de inércia do gerador em $\text{Kg}\cdot\text{m}^2$
J_t	Momento de inércia das pás da turbina em $\text{Kg}\cdot\text{m}^2$
J_{te}	Momento de inércia equivalente total da turbina eólica em $\text{Kg}\cdot\text{m}^2$
K	Variável associada ao tempo discreto
k_{cc}	Derivada da curva de potência extraída com relação à velocidade de rotação
k_d	Ganho proporcional do conversor CC-CA relacionado à regulação da frequência do barramento CA por parte do mesmo
k_{fa}	Constante para definição dos níveis dos fatores
λ_m	Constante de fluxo do gerador em $\text{V}\cdot\text{s}$
k_t	Constante de torque do gerador $\text{N}\cdot\text{m}/\text{A}$
L_0 e L_m	Parâmetros físicos do gerador
L_a L_b e L_c	Indutância de enrolamento das fases a , b e c em henrys
L_d	Indutância do eixo direto em henrys
L_{fd}	Indutância do enrolamento de campo em henrys
L_q	Indutância do eixo em quadratura em henrys
m	Número de estados no vetor x
M_{ij}	Indutância mútua entre as fases i e j
n	Número de controles no vetor u
n_g	Relação de transformação da caixa de engrenagens
N_{pp}	Número de pares de polos
P	Variável relativa ao algoritmo de Ricatti para a solução dos ganhos do controle ótimo
p_c	Potência elétrica no transitório do capacitor em watts
p_{cu}	Perdas no cobre do gerador em watts
p_e	Potência elétrica do gerador em watts
p_{ex}	Potência extraída do vento em watts
\hat{p}_{ex}	Potência extraída do vento em pequenos sinais com unidade em watts
P_{ex}	Potência extraída do vento em regime permanente com unidade em watts
p_g	Potência na saída do gerador em watts
p_m	Potência mecânica no transitório do gerador em watts

p_{mag}	Perdas magnéticas do gerador em watts
p_{nom}	Potência nominal da turbina em watts
p_s	Potência de saída do barramento CC em watts
pt1..6	Pontos de operação em regime permanente na curva de potência
p_w	Potência mecânica disponível pelo vento nas pás da turbina em watts
Q	Matriz de ponderação das variáveis de estado no cálculo dos ganhos do controle ótimo
q	Dimensão do vetor y
\mathbb{R}	Conjunto dos números reais
R	Matriz de ponderação das variáveis de controle no cálculo dos ganhos do controle ótimo
r	Raio da turbina em metros
$r(k)$	Referência para o LQI discreto
R_{fd}	Resistência do enrolamento de campo em ohms
Res	Resolução de DOE fracionado
RO	Ordem de rodada do experimento
R_s	Resistência série dos enrolamentos em ohms
s	Variável associada à Transformada de Laplace
t	Variável associada ao tempo contínuo em segundos
$T_{1..3}$	Turbinas eólicas simuladas
T_c	Torque de Coulomb do gerador em N·m
T_{dq0}	Matriz de transformação de coordenadas abc para $dq0$
T_e	Torque eletromagnético gerado em N·m
T_s	Período de amostragem em segundos
T_w	Torque aerodinâmico causado pelo vento em N·m
T_{wg}	Torque transmitido para o eixo do gerador em N·m
u	Vetor de entrada da planta no sistema em espaço de estados
$v_a \ v_b \ v_c$	Tensões de fase a , b , e c nos terminais do gerador em volts
v_{CC}	Tensão no barramento CC em volts
\hat{v}_{CC}	Tensão de pequenos sinais no barramento CC em volts
V_{CC}	Tensão em regime permanente no barramento CC em volts
v_d	Tensão de eixo direto nos terminais do gerador em volts
v_p	Tensão de pico do barramento CA em volts

v_q	Tensão de eixo em quadratura nos terminais do gerador em volts
v_w	Velocidade do vento em m/s
v_{w_nom}	Velocidade nominal do vento para determinada turbina em m/s
	Vetor de estados adicionais da planta
$w_{id}(k)$	Variável de integração do erro na corrente em quadratura
$w_{\omega e}(k)$	Variável de integração do erro na velocidade
x	Vetor de estados da planta para o sistema em espaço de estados
$X_1 \dots X_n$	Fatores genéricos de um DOE
Y	Variáveis de saída do DOE
y	Vetor de saída da planta para o sistema em espaço de estados
β	Ângulo de ataque das pás com relação ao vento
θ_e	Ângulo elétrico em rad
θ_m	Ângulo entre o eixo d do rotor e o eixo a do estator
γ	Relação de velocidade na ponta das pás (TSR)
ρ	Densidade atmosférica em kg/m ³
ω_e	Velocidade angular elétrica em rad/s
ω_r	Velocidade angular de rotação da turbina em rad/s
$\hat{\omega}_r$	Velocidade angular de rotação em pequenos sinais da turbina em rad/s
Ω_r	Velocidade angular de rotação em regime permanente da turbina em rad/s

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	27
1.1	MOTIVAÇÃO.....	27
1.2	DESCRIÇÃO DA PROPOSTA.....	30
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	31
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	33
2.1	GERAÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	33
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	34
2.3	MICRORREDES.....	35
2.3.1	<i>Barramentos de interconexão em Microrredes</i>	36
2.3.2	<i>Desafios de controle em Microrredes com barramento CA</i>	38
2.4	ENERGIA EÓLICA EM MICRORREDES ISOLADAS	39
2.4.1	<i>Turbinas Eólicas para Microrredes de baixa potência</i>	41
2.4.2	<i>Processamento de energia para TEPP com GIP</i>	42
2.4.3	<i>Desafios de controle na conexão eólica em microrredes isoladas com barramento CA</i>	43
2.5	ANÁLISE DINÂMICA DO SUPORTE DE FREQUÊNCIA E CONTROLE DE VELOCIDADE DO GERADOR	45
2.5.1	<i>Delineamento de Experimentos</i>	45
2.5.2	<i>Técnica de Controle do Sistema Eólico</i>	46
2.5.3	<i>Sintonia do Controle através de Delineamento de Experimentos Fracionados</i>	47
2.6	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	48
3	MODELAGEM DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA.....	50
3.1	VENTO	50
3.2	TURBINA EÓLICA.....	50
3.3	CAIXA DE TRAÇÃO	51
3.4	GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃS PERMANENTES	52
3.4.1	<i>Equações em coordenadas abc</i>	53
3.4.2	<i>Equações em coordenadas rotóricas dq</i>	54
3.4.3	<i>Potência elétrica, conjugado elétrico e dinâmica mecânica</i>	56
3.5	FLUXO DE POTÊNCIA E MODELO DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA.....	57
3.6	COMPORTAMENTO DINÂMICO E ENERGIA CINÉTICA	58
3.7	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	62
4	CONTROLE DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA	63
4.1	DEFINIÇÃO DA PLANTA E OBJETIVO DO CONTROLE	63
4.2	REGULADOR LINEAR QUADRÁTICO	65
4.3	LQR APLICADO AO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA.....	66
4.4	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	70
5	ANÁLISE DINÂMICA DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA	72
5.1	ANÁLISE DINÂMICA PARA DIFERENTES SETORES E CAPACITORES DE BARRAMENTO.....	72
5.2	ANÁLISE DINÂMICA MULTIVARIÁVEL DO SISTEMA DE CONVERSÃO EÓLICA INSERIDO EM UMA MICRORREDE.....	75
5.3	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	83
6	DOE FRACIONADO COMO FERRAMENTA PARA ACELERAÇÃO DA ANÁLISE DO SISTEMA E SINTONIA DO CONTROLE.....	84
6.1	ACELERAÇÃO DE SIMULAÇÕES E ANÁLISE DE SISTEMAS	84
6.2	SINTONIA DO LQR ATRAVÉS DE EXPERIMENTOS FATORIAIS FRACIONADOS	86
6.2.1	<i>Sintonia para obtenção de desempenho predefinido</i>	87

6.2.2	<i>Sintonia para maximização ou minimização da variável resposta</i>	94
6.3	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO.....	97
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	98
7.1	CONTRIBUIÇÕES.....	99
7.2	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	100
	REFERÊNCIAS	101
	APÊNDICE A - DELINEAMENTO DE EXPERIMENTOS (DOE)	106
A.1	EXPERIMENTOS FATORIAIS.....	106
A.2	SIGNIFICÂNCIA E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	107
A.3	MODELO DE REGRESSÃO.....	109
A.4	EXPERIMENTOS FATORIAIS FRACIONADOS.....	110
A.5	DIAGRAMAS DE RELAÇÃO DE FATORES (FRD).....	112
	APÊNDICE B – LINEARIZAÇÃO DO MODELO DO GERADOR	114
	APÊNDICE C – FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TENSÃO DO BARRAMENTO CC	117
	APÊNDICE D – MODELOS TABELADOS DAS TURBINAS EÓLICAS SIMULADAS (T₁, T₂ E T₃) ...	119

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo introduz os tópicos relacionados à tese em forma de motivação, descrição da proposta e organização do texto.

1.1 MOTIVAÇÃO

O uso de unidades de geração distribuída (GD) tem crescido consideravelmente nos últimos anos. Como uma maneira de descentralizar a geração e a transmissão de eletricidade, esta estratégia proporciona menores perdas de transmissão e redundância na geração, dentre outros benefícios (LASSETER; PAIGI, 2004). Por outro lado, ela pode inserir desafios na confiabilidade e operação do sistema (LASSETER, 2002; LASSETER; PAIGI, 2004).

De forma a evitar problemas de conexão, as unidades de geração e cargas associadas têm sido abordadas como subsistemas da rede principal, comumente chamados de microrredes (LASSETER; PAIGI, 2004). Estas microrredes normalmente contêm sistemas de armazenamento de energia (SAE), geradores tradicionais e fontes renováveis (células combustível, fotovoltaica, energia oceânica, biodigestores, microturbinas, turbinas eólicas, etc.), operando em um sistema controlado, capaz de proporcionar energia de forma confiável para uma área local (LASSETER, 2002).

Uma microrrede pode operar basicamente de modo conectado ou modo ilhado. No primeiro modo de operação, ela segue as referências de tensão e frequência da rede principal, injetando potência ativa e reativa, seguindo algoritmos de máxima extração de potência (MEP) ou referências estabelecidas. No segundo modo de operação, as unidades de GD são responsáveis por controlar a frequência e a tensão do barramento CA, assim como compartilhar a demanda de carga de acordo com suas respectivas capacidades de geração (LOPES; MOREIRA, 2006). Este controle de tensão e frequência é comumente efetuado através de técnicas chamadas de *droop* de tensão e frequência, assim como técnicas similares (BANERJI; BISWAS; SINGH, 2016; CHUNG *et al.*, 2010; GUERRERO *et al.*, 2011).

Tradicionalmente, microrredes remotas têm sido acionadas por geradores síncronos movidos a diesel ou gás, devido à confiabilidade e simplicidade desta tecnologia (HERNANDEZ-ARAMBURO; GREEN; MUGNIOT, 2005; MAHARJAN; GUO; SHARMA, 2016). Por outro lado, tem se observado um aumento na penetração de energias renováveis nos últimos anos, enfatizadas principalmente por pressões sociais relacionadas à conscientização ambiental e estratégias econômicas de diversificação da matriz energética (ABBAY; JOOS, 2009; SUN *et al.*, 2010). Esta maior penetração acaba deteriorando a inércia da microrrede,

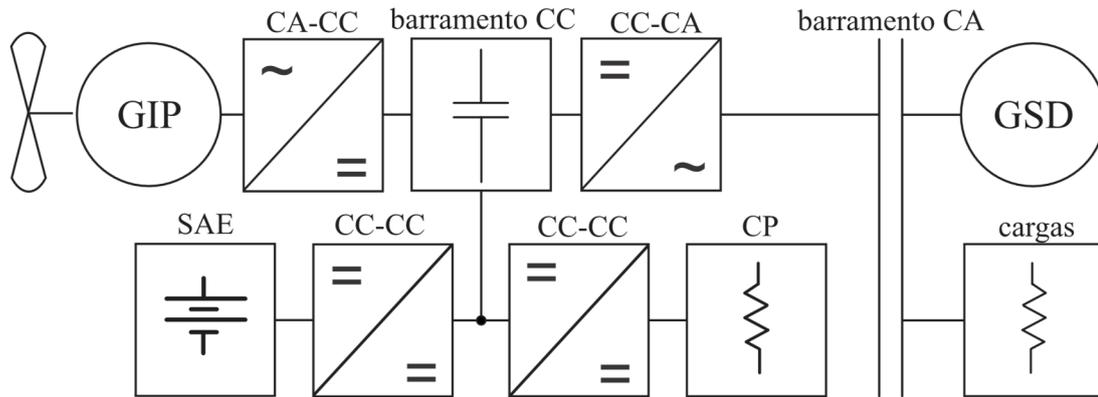
causando elevados desvios de frequência durante transitórios (MOHAMED; EL-SAADANY, 2008; SUN *et al.*, 2010). Este problema se torna ainda mais crítico quando a potência total da microrrede é baixa, o que ocorre em pequenas comunidades rurais, condomínios industriais, edifícios comerciais e comunidades residenciais. Nestes casos, cada carga pode drenar uma grande proporção da potência total disponível, causando transitórios ainda maiores (GOPAKUMAR; REDDY, 2013).

Unidades de GD formadas por turbinas eólicas de pequeno porte (TEPP) estão em pleno crescimento de acordo com a WWEA (2015) e Orlando *et al* (2013). Isso se deve à disponibilidade de matéria prima, desenvolvimento tecnológico rápido, baixo impacto ambiental, dentre outros. A maioria das TEPPs adotam geradores síncronos de ímã permanente (GIP) devido à maior densidade de potência, melhor controlabilidade e maior número de pares de polos, evitando caixas de engrenagens. Esta tecnologia de geradores é normalmente acionada por conversores elétricos CA-CC-CA, os quais desacoplam a máquina da rede, permitindo diferentes estratégias de controle de velocidade sem o uso do controle de ângulo das pás (IEA, 2013; ORLANDO *et al.*, 2013; PARDALOS *et al.*, 2013).

Uma microrrede ilhada convencional com energia eólica está ilustrada na Figura 1. Ela é formada de uma carga de proteção (CP) para proteger o barramento CC de sobretensões e um Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) devido à intermitência do vento (GUAN; VASQUEZ; GUERRERO, 2016; LUKASIEVICZ; DE OLIVEIRA; DRANKA, 2015; MENDIS *et al.*, 2011; ORLANDO *et al.*, 2013; TANI; CAMARA; DAKYO, 2015; ZHOU; FRANCOIS, 2011). Existe também um conversor CA-CC do lado do gerador que controla a velocidade da máquina e um conversor CC-CA do lado do barramento CA que controla a troca de potência entre este e o barramento CC. O barramento CA é conectado a um Gerador Síncrono movido a Diesel (GSD) como sendo a fonte de energia primária ou secundária (HERNANDEZ-ARAMBURO; GREEN; MUGNIOT, 2005; MAHARJAN; GUO; SHARMA, 2016; ORLANDO *et al.*, 2013).

Considerando a presença de vento, os modos de operação deste sistema são basicamente quatro: Eólica e Diesel (ED), eólica somente (ES), e os dois derivados destes com o suporte do SAE e da CP. No modo ED, o conversor CC-CA suporta a regulação de frequência do barramento CA, enquanto o conversor CA-CC controla a tensão no barramento CC através do controle de velocidade da turbina eólica. Este modo de operação se torna mais complexo para microrredes de potência reduzida devido aos elevados transitórios. No modo ES, o conversor CC-CA opera como um formador de rede, necessitando de desempenho ainda maior para o gerenciamento de potência ativa.

Figura 1 – Microrrede tradicional com gerador a diesel e TEPPs.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Até então este desempenho não tem sido alcançado pelas turbinas eólicas devido às dinâmicas lentas e intermitência do vento. Com isso, a literatura tem proposto basicamente duas soluções: i) utilizar o SAE com um conversor bidirecional para drenar ou injetar potência no barramento CC de forma a complementar a diferença entre a carga e a geração (GUAN; VASQUEZ; GUERRERO, 2016; LUKASIEVICZ; DE OLIVEIRA; DRANKA, 2015; MENDIS *et al.*, 2011; TANI; CAMARA; DAKYO, 2015; ZHOU; FRANCOIS, 2011). Esta solução é rápida em termos de resposta dinâmica, mas estressa o SAE devido a consecutivas cargas e descargas, adicionando custos associados à manutenção. Além disso, o SAE pode não estar disponível a todo o momento, podendo estar totalmente carregado, descarregado ou não operacional, necessitando de outro modo de operação. ii) acionar o gerador em modo de MEP e dissipar o excesso de potência através da CP (LUKASIEVICZ; DE OLIVEIRA; DRANKA, 2015; ORLANDO; LISERRE; DELL'AQUILA, 2009). A CP é a forma mais rápida em termos de dinâmica para dissipar o excesso de energia, porém não complementa a geração em transitórios positivos de carga, limitando esta solução.

Dentre os modos de operação acima, os mais desafiadores são o ED e ES com a turbina eólica fornecendo a potência ativa requerida para compensar os transitórios de carga e frequência. Com isso, algumas referências têm estudado estes modos de operação (ALEPUZ *et al.*, 2013; GENG *et al.*, 2011; LI; XU; WONG, 2016; ORLANDO *et al.*, 2013; TAN *et al.*, 2017; WANG *et al.*, 2015; WANG *et al.*, 2013; YUAN *et al.*, 2009). Uma análise interessante foi realizada por Wang *et al.* (2009), onde o autor propõe controladores diferentes para a operação das turbinas no lado esquerdo e direito da curva de extração de potência, chamados de Setor I (esquerda) e Setor II (direita). Um controlador PI adaptativo híbrido foi aplicado para limitar as perdas mecânicas ao longo dos transitórios de velocidade da turbina no Setor I. O

autor observou que o sistema eólico apresenta menores perdas nos transitórios no Setor II, mas não houve comparação clara entre os setores considerando outras variáveis além do capacitor de barramento.

De modo geral, a literatura tem considerado um número bastante limitado de variáveis para avaliação dos transitórios e do suporte de frequência, dentre as quais não se inclui o setor de operação. Além disso, as variáveis não são analisadas concomitantemente, não sendo possível a quantificação das interações entre elas.

1.2 DESCRIÇÃO DA PROPOSTA

Considerando o contexto mencionado, o objetivo desta tese é investigar o impacto das principais variáveis relacionadas com a capacidade de compensação de frequência pelas turbinas eólicas em microrredes de pequeno porte. O objetivo é analisar concomitantemente um maior número de variáveis do sistema, como por exemplo: tamanho da turbina eólica; penetração eólica; reserva de potência; setor de operação (I e II); capacitância do barramento CC e ganho do conversor CC-CA (constante de *droop*).

Como o número de parâmetros a serem avaliados concomitantemente é elevado, a análise foi realizada através de ambiente de simulação, estruturada na forma de delineamento de experimentos, *Design of Experiments* (DOEs), com clara exposição dos resultados e impacto das respectivas variáveis (MASON; GUNST; HESS, 2003). As variáveis mencionadas foram avaliadas seguindo a estrutura de experimentos fatoriais de dois níveis enquanto outros parâmetros foram mantidos constantes ao longo das simulações (ENGLEITNER *et al.*, 2018).

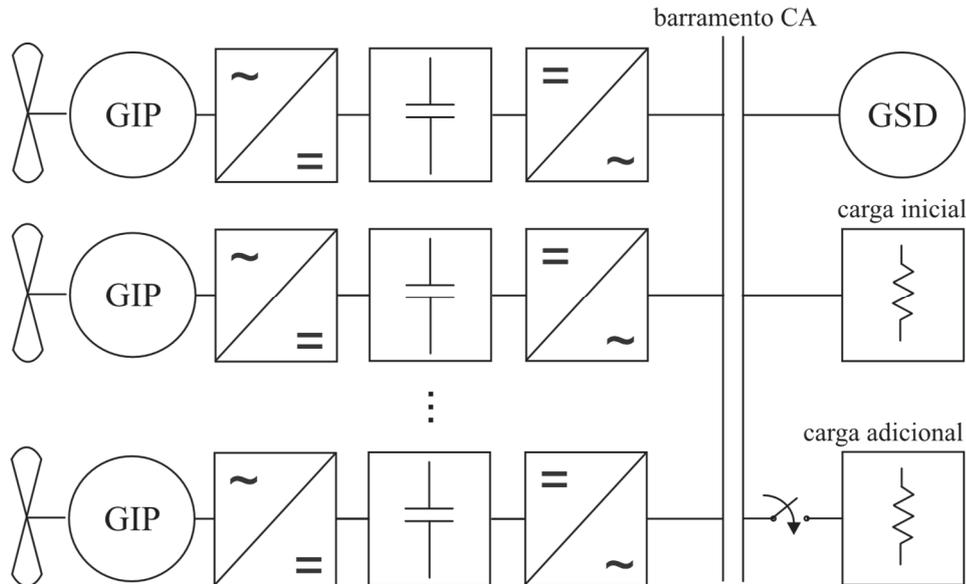
A microrrede simulada, ilustrada na Figura 2, é alimentada principalmente por um gerador síncrono capaz de fornecer 8,1 kVA a 400 Vrms L-L e 50 Hz, o qual é acionado por um motor a diesel com duas malhas de controle, uma de tensão e outra de frequência, compostas por controladores PI.

Existem turbinas eólicas para suportar a geração de potência e a regulação de frequência do barramento CA através do controle em *droop* por parte do conversor CC-CA. Foram consideradas turbinas de 950 W, 1900 W e 3800 W em diferentes combinações. A análise dinâmica foi realizada no momento do transitório ocasionado pela conexão de uma carga adicional ao sistema quando o mesmo estava em regime permanente no modo ED.

Para realizar a análise dinâmica de múltiplas rodadas de simulação de forma comparativa (DOE), é importante ajustar o controle proporcionalmente entre uma configuração e outra. Dessa forma, uma estrutura com reguladores lineares quadráticos (LQR) foi proposta para controlar as turbinas eólicas e o barramento CC. A técnica LQR permite recalcular

automaticamente os ganhos do controle de acordo com os diferentes parâmetros do sistema, mantendo a proporcionalidade entre as diferentes configurações ao se fixar as matrizes de ponderação Q e R .

Figura 2 – Microrrede estudada.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Um sistema com múltiplas variáveis e de diferentes constantes de tempo, desde malhas de corrente (rápidas) até frequência da rede (lenta), exige considerável esforço computacional para realizar simulações. Para contribuir com a redução do tempo de simulação, um método para sintonia do LQR e sua aplicação ao sistema de geração eólica é proposto. O método de sintonia é baseado em DOEs fatorais fracionados (MASON; GUNST; HESS, 2003), o qual reduz consideravelmente o número de rodadas necessárias para obter as matrizes Q e R que atendam a objetivos pré-determinados, como por exemplo, sobretensão, erro em regime, etc. Com uma exposição clara da estrutura de simulação e redução do número de combinações a serem simuladas, esta metodologia permite ao projetista sintonizar o controle com menor esforço, até mesmo para plantas complexas compostas por múltiplas malhas.

Fluxogramas foram criados para documentar a utilização de DOEs fracionados e não fracionados tanto para análise quanto para otimização de sistemas elétricos e de controle de forma a suportar estudos futuros.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O texto desta tese foi organizado da seguinte forma:

- O Capítulo 1 apresenta uma introdução geral sobre a tese, trazendo ao leitor o tema abordado, as delimitações do mesmo e a descrição da proposta.
- O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre os tópicos relacionados e brevemente mencionados no Capítulo 1.
- O Capítulo 3 apresenta o sistema eólico de forma detalhada, incluindo informações relacionadas ao vento, à turbina eólica, à caixa de tração, ao gerador de ímã permanente e ao barramento CC. Além disso, faz uma análise do fluxo de potência, da energia cinética e do comportamento dinâmico do sistema de geração eólica.
- O Capítulo 4 apresenta a definição da planta a ser controlada e os objetivos do controle. Em um segundo momento, detalha a proposta de aplicação do LQR ao sistema de geração eólica através de malhas em cascata.
- O Capítulo 5 mostra as simulações realizadas para a análise dinâmica multivariável do sistema de conversão eólica inserido em uma microrrede. São definidos fluxogramas para detalhar e documentar a aplicação da técnica de DOE para suportar tal análise multivariável.
- O Capítulo 6 apresenta a metodologia de DOEs fracionados para sintonizar o controle LQR de forma mais objetiva e rápida, reduzindo esforço computacional. São definidos fluxogramas para detalhar e documentar a aplicação da metodologia.
- O Capítulo 7 apresenta as principais conclusões da tese e sugestões para trabalhos futuros.
- O Apêndice A traz definições importantes sobre DOEs de forma a dar suporte ao leitor no entendimento da tese.
- O Apêndice B traz uma análise sobre a linearização do modelo do gerador e resultados de simulação mostrando sua influência.
- O Apêndice C mostra o processo de derivação da função de transferência da tensão de barramento por velocidade de rotação.
- O Apêndice D apresenta o modelo tabelado das turbinas eólicas simuladas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

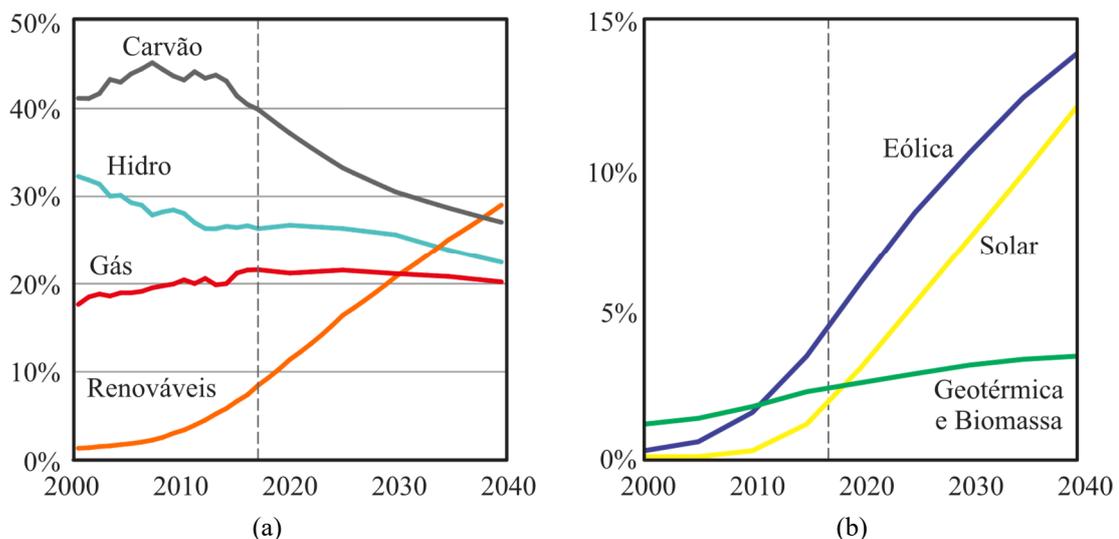
Este capítulo apresenta a revisão bibliográfica sobre os tópicos relacionados e brevemente mencionados no Capítulo 1. Esta revisão está dividida em subtópicos: geração e consumo de energia elétrica; geração distribuída; microrredes; energia eólica em microrredes isoladas; análise dinâmica do suporte de frequência e controle de velocidade do gerador.

2.1 GERAÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

O crescimento da população juntamente com o desenvolvimento econômico e social têm sido e continuarão sendo os principais fatores relacionados à demanda de energia. A previsão do conselho mundial de energia, *World Energy Council* (WEC, 2019), é de que a demanda de energia continue crescendo por décadas, podendo atingir até 21% de aumento em 2040, sendo 80% deste crescimento oriundo de países em desenvolvimento.

Para suprir este aumento na demanda, a produção de energia deve crescer consideravelmente, mas com mudanças nas proporções entre as formas de geração (EO, 2019). Conforme o gráfico da Figura 3(a), energias renováveis são as que mais crescem, contabilizando dois terços do aumento de geração global, se tornando a maior fonte de geração até 2040. Dentre as fontes renováveis de geração que compõem este grupo (eólica, solar, geotérmica, biomassa, biocombustíveis e pequenas hidroelétricas), se destacam a eólica e a solar, com uma importante participação de geotérmica e biomassa, conforme a Figura 3(b).

Figura 3 – Previsão das proporções entre formas de geração de Energia Elétrica; (a) Principais fontes de geração; (b) Principais fontes renováveis;



Fonte: Adaptado de (EO, 2019) pelo próprio autor.

Esta tendência de divisão entre as fontes de energia se dá em virtude da redução da disponibilidade de combustíveis fósseis, pressões sociais relacionadas à consciência ambiental e estratégias econômicas para diversificar as formas de geração. De acordo com a Agência Internacional de Energia, *Internacional Energy Agency* (IEA, 2019), o setor de geração de energia elétrica e calor são responsáveis por 41% da emissão de gás carbônico (CO₂) global. A emissão de gases nocivos leva também a outro grave problema, conhecido como aquecimento global. Este possui um grande impacto sobre o meio-ambiente e seres vivos, pois provoca uma série de eventos climáticos, como derretimento das geleiras, formação de tornados, dentre outros.

O aumento considerável de produção através de energias renováveis tende a ocorrer de forma descentralizada através de pequenas gerações, como nos sistemas de geração residenciais muito difundidos em países como Alemanha, Espanha, Inglaterra, Estados Unidos e Japão. Os governos destes países incentivam e fornecem subsídios com o intuito de aumentar a geração de energia com fontes renováveis, uma vez que um dos grandes empecilhos destas fontes de energia reside no seu custo de geração (EO, 2019).

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração de energia em sistemas tradicionais é altamente centralizada, com potência fluindo unidirecionalmente de grandes geradores síncronos através de redes de transmissão/distribuição até consumidores finais. Existem algumas desvantagens relacionadas a este conceito, como por exemplo, perdas ao longo das linhas, menor confiabilidade a faltas, custo elevado da infraestrutura devido às grandes distâncias e ao dimensionamento das linhas para picos de demanda (GAO, 2015; HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007).

As fontes de geração distribuída (GD), por outro lado, são espalhadas e próximas de consumidores finais. Este conceito vem ganhando interesse devido a benefícios potenciais como: emissões de gases reduzidas ou ausentes em casos de energia renovável; aumento da eficiência global do sistema através da redução das perdas de transporte; aumento da confiabilidade devido à redundância inerente e reduzido impacto ambiental, devido ao espaço reduzido para implantação na respectiva região. Além disso, unidades pequenas resultam em curtos tempos de instalação e risco reduzido de aquisição de uma tecnologia que poderá se tornar obsoleta. Usuários rurais, isolados ou distantes das cidades estão entre os mais apropriados para o uso de GD devido ao excessivo investimento que seria necessário para conectar um local remoto ao sistema público.

2.3 MICRORREDES

Uma forma interessante de utilizar o potencial emergente de geração distribuída é através de uma abordagem do sistema de maneira que as unidades de geração e cargas associadas sejam vistas como um subsistema ou microrrede. Esta abordagem vem ganhando destaque e crescendo atualmente, tanto em interesse quanto número de aplicações (GAO, 2015).

As microrredes englobam um conjunto de cargas, fontes renováveis ou não renováveis de energia (geradores a diesel, gás, biomassa, eólicos, células fotovoltaicas, células de combustível, etc.) e elementos de armazenamento (baterias, supercapacitores, *flywheels*, etc.) operando com um único sistema controlável, capaz de fornecer energia de forma confiável e de qualidade para uma área local. Elas também são constituídas por um barramento, onde estes elementos são conectados, geralmente através de conversores estáticos de potência (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007; KATIRAEI *et al.*, 2008). A capacidade de geração varia desde sistemas de pequeno porte, como residências individuais, até sistemas de maior capacidade, como bairros e pequenas cidades.

Estas microrredes podem atuar tanto interligadas à rede pública, quanto totalmente isoladas da mesma (operação em modo ilhado). Além disso, elas podem operar de modo conectado e durante perturbações ou quando a qualidade de energia da rede principal decresce abaixo do nível especificado, podem se desconectar intencionalmente, isolando-se temporariamente. Neste caso, a isolamento intencional tem o potencial de proporcionar maior confiabilidade local do que a proporcionada pelo sistema como um todo (PIAGI; LASSETER, 2006).

Conceitualmente, a microrrede ilhada é como uma versão em menor escala do sistema de energia, na qual grande parte dos requisitos técnicos são os mesmos. Regulamentações nacionais como PRODIST e normas internacionais como a IEEE 1547 (2003) e a IEEE 1547-2 (2008) regulamentam as microrredes com relação à conexão com o sistema de fornecimento de energia. Estas normas estabelecem, entre outros, requisitos de regulação de tensão e frequência, regras de sincronização, monitoramento, isolamento, proteção contra interferência eletromagnética, tempos de seccionamentos para diferentes perturbações, requisitos para reconexão, cintilação e harmônicos de corrente e tensão.

A eletrônica de potência desempenha um papel importante em adequar as características das unidades de geração de energia e os requisitos de conexão à rede, além de garantir a operação adequada da microrrede, uma vez que a conexão entre os barramentos e as cargas ou

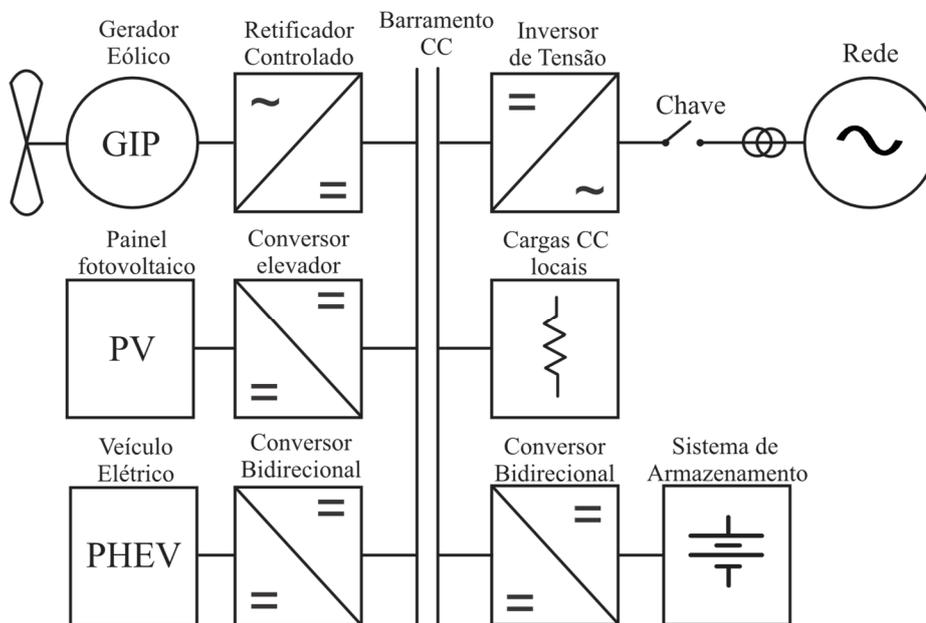
fontes de energia são realizadas pelos conversores estáticos em suas inúmeras estruturas (JIANG; YU, 2009).

2.3.1 Barramentos de interconexão em Microrredes

As microrredes apresentam basicamente três configurações de barramentos sendo aplicadas comercialmente, dentre as quais, barramento de conexão CC, barramento de conexão CA e a configuração híbrida destes dois.

A forma mais simples de interconexão de unidades de GD é através do barramento CC. De forma geral, as fontes CC se conectam ao barramento através de um conversor CC-CC, enquanto as fontes CA necessitam de conversores CA-CC. As saídas destes conversores são conectadas em paralelo, gerando um barramento de integração CC, sem requisitos de frequência, fase, harmônicos e com baixas perdas por reativos (GUERRERO; KAI SUN; VASQUEZ, 2014). Um exemplo de uma microrrede formada por barramento de interconexão CC é mostrado na Figura 4, na qual a conexão do gerador eólico se dá através de um conversor CA-CC.

Figura 4 – Exemplo de Microrrede com interligação via barramento CC.

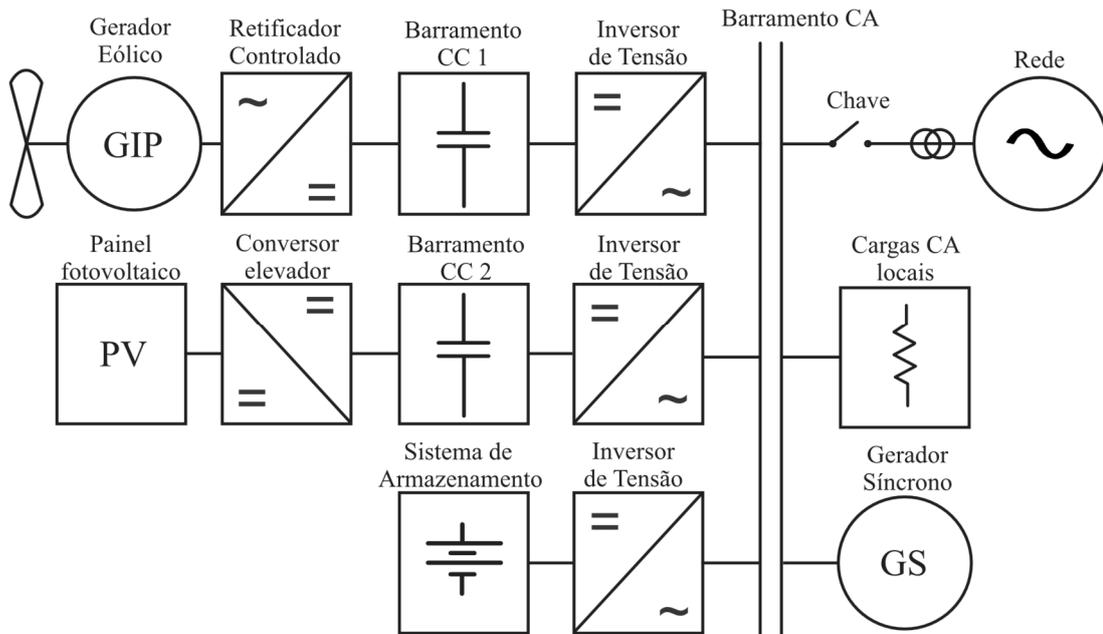


Fonte: Adaptado de Guerrero, Kai Sun e Vasquez (2014) pelo próprio autor.

Um barramento CA é outra possibilidade para a interconexão de unidades de GD em uma microrrede. As demais fontes de GD podem ser conectadas através de conversores CC-CA ou até mesmo diretamente ao barramento (geradores síncronos). Este barramento, que pode

ser monofásico ou trifásico, pode ser conectado na rede principal de energia ou em um barramento independente para alimentar cargas locais (KATIRAEI *et al.*, 2008). Um exemplo de uma microrrede formada por barramento de interconexão CA contendo geração eólica é mostrado na Figura 5 .

Figura 5 – Exemplo de Microrrede com interligação via barramento CA.

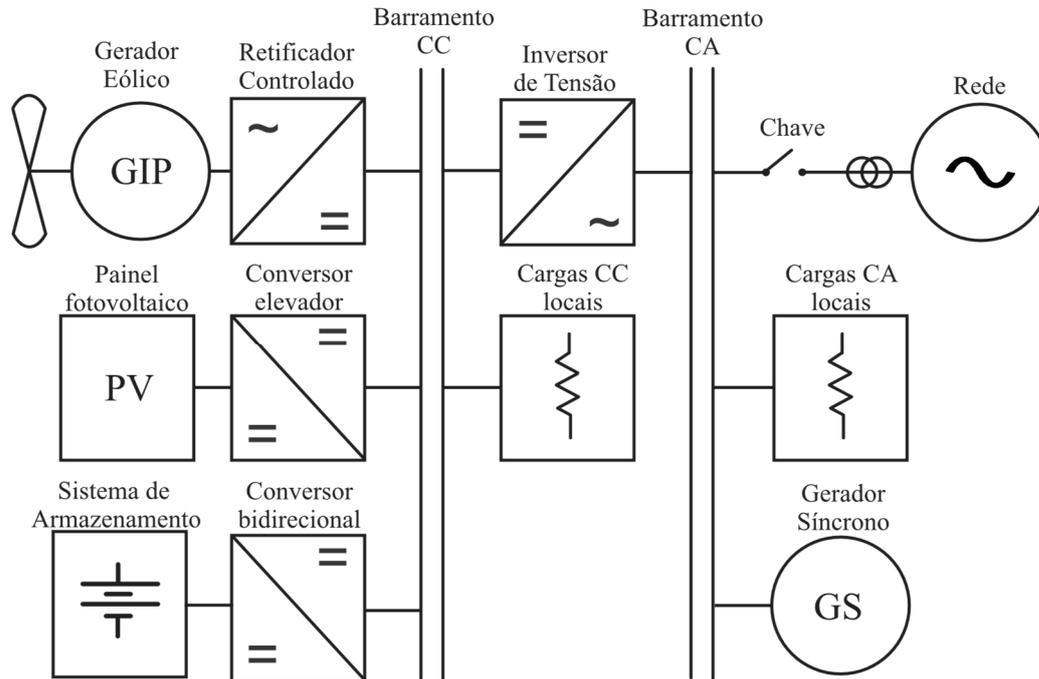


Fonte: Adaptado de Katiraei *et al.* (2008) pelo próprio autor.

De acordo com Liu, Wang e Loh (2011), muitas estruturas de microrredes são híbridas, contendo barramentos CC e CA concomitantemente, de forma a facilitar a conexão de fontes de energia de acordo com sua natureza (CA ou CC). Um exemplo de uma microrrede híbrida é mostrado na Figura 6. Neste sistema, o filtro capacitivo do sistema eólico é conectado de forma a suportar e compartilhar um barramento CC com outras formas de geração. O inversor de tensão não processa mais somente a energia eólica, mas também a energia das outras formas de geração conectadas a ele.

De forma geral, Liu, Wang e Loh (2011) comentam que a existência de barramento CA traz uma complexidade maior de controle devido à necessidade de sincronismo de frequência, fase e tensão entre diferentes fontes. Por outro lado, barramentos CA estão presentes na grande maioria das microrredes devido à facilidade de conexão com sistemas de distribuição e com a grande maioria das cargas comerciais existentes.

Figura 6 – Exemplo de interligação via barramentos CA e CC.



Fonte: Adaptado de Liu, Wang e Loh (2011) pelo próprio autor.

As três microrredes acima têm a possibilidade de operar conectadas ou isoladas da rede principal, trazendo desafios variados para o controle do sistema.

2.3.2 Desafios de controle em Microrredes com barramento CA

As estratégias de controle de unidades de GD em microrredes com barramentos CA são selecionadas baseando-se nas funções necessárias, nos possíveis modos de operação e na natureza da interação com o sistema.

Estando a microrrede conectada à rede principal, as unidades de GD acabam seguindo a referência de frequência, tensão e fase desta rede para injetar potência. No método não interativo, cada unidade de GD é controlada de forma independente, como por exemplo, o que se faz em algoritmos de máxima extração de potência (MEP) para painéis fotovoltaicos ou turbinas eólicas. No método de controle interativo, as potências ativa e reativa seguem referências de acordo com perfis predefinidos e utilizam ou informações locais de tensão e frequência, ou comandos oriundos do sistema supervisor.

Em microrredes isoladas, as unidades de GD necessitam controlar a frequência e a tensão do barramento CA. No caso de duas ou mais unidades conectadas em paralelo, estes controles são usualmente realizados interativamente através dos conhecidos controle por inclinação de tensão (*voltage droop control*) e controle por inclinação de frequência (*frequency*

droop control). Esta técnica utiliza uma reta inclinada, cuja inclinação provê o quanto de potência ativa/reactiva deve ser injetada ou drenada em casos de variação de frequência/tensão no barramento CA. Cada unidade de GD possui uma característica de inclinação caracterizada pela constante de *droop* (K_d), a qual depende da capacidade de potência da própria unidade. Dessa forma, cada unidade coopera com sua parcela para o equilíbrio do barramento.

Diferentemente de microrredes conectadas à rede principal, onde a variação de frequência é tipicamente baixa, sistemas autônomos são caracterizados por maiores variações de frequência, podendo causar desde a instabilidade do sistema até a desconexão de geradores síncronos. Estas variações maiores ocorrem devido à menor inércia destas microrredes, principalmente quando a maioria das fontes renováveis está conectada via conversores estáticos de potência. Algumas fontes não possuem massas girantes, como painéis fotovoltaicos e células combustíveis, não tendo nenhuma relação direta com a inércia de microrrede. Outras fontes de energia são constituídas de massas rotativas, por exemplo, turbinas eólicas e microturbinas. Mesmo assim, na maioria dos casos são controladas por conversores estáticos de potência, não havendo relação direta com a inércia (MORREN; DE HAAN; FERREIRA, 2005).

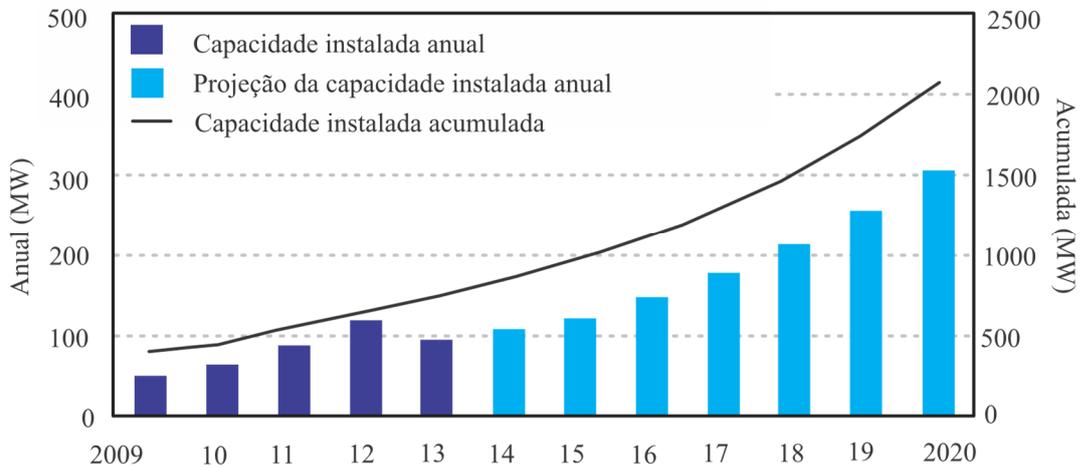
Grande parte das microrredes isoladas são integradas a um gerador a diesel devido à simplicidade de operação, baixo custo de instalação e alta confiabilidade do mesmo (HARUNI *et al.*, 2010). Apesar de esta tecnologia apresentar uma massa girante, sua inércia nem sempre é suficiente para manter frequência e tensão do barramento CA dentro de níveis aceitáveis. Além disso, estas microrredes têm presenciado um aumento na penetração de energia renovável nos últimos anos. O aumento da penetração pode acabar deteriorando a inércia equivalente da microrrede, ocasionando elevadas variações de frequência durante transitórios de carga. Este problema se torna ainda mais crítico quando a potência total da microrrede é baixa, como ocorre em pequenas comunidades rurais, condomínios industriais e residenciais. Para estes casos, cada carga conectada à rede tende a drenar uma grande fatia da energia total disponível, ocasionando transitórios maiores.

2.4 ENERGIA EÓLICA EM MICRORREDES ISOLADAS

De acordo com a Associação Mundial de Energia Eólica, *World Wind Energy Association* (WWEA, 2015), tem-se observado crescimento considerável em sistemas distribuídos de geração com turbinas eólicas de pequeno porte (TEPPs). Este crescimento se deve principalmente ao menor impacto visual, ao menor nível de ruído e necessidade de operação isolada para pequenas comunidades. Estima-se que a capacidade instalada acumulada

de TEPP será de mais de dois Terawatts ao redor do mundo até 2020 (WWEA, 2015), conforme ilustrado na Figura 7.

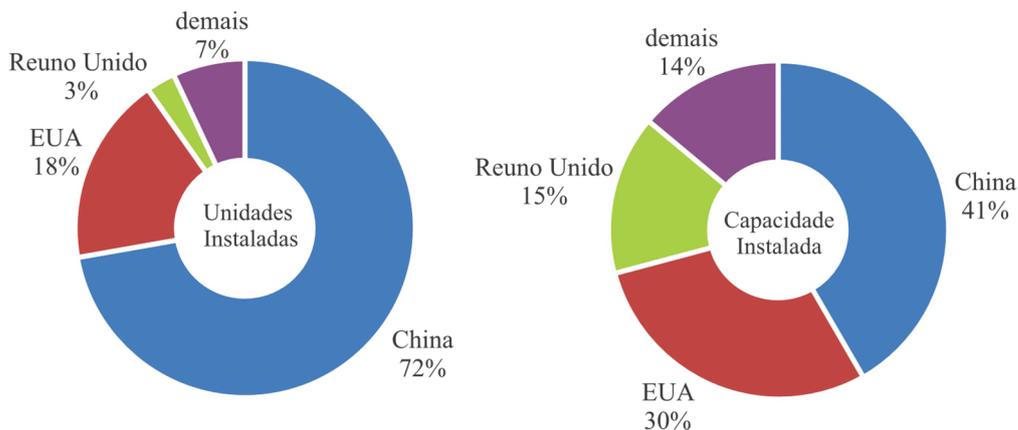
Figura 7 – Previsão da capacidade instalada de geração eólica através de TEPPs.



Fonte: Adaptado de WWEA (2015) pelo próprio autor.

Considerando tanto aplicações isoladas (*off-grid*) quanto conectadas (*on-grid*), a implantação de TEPPs em torno do globo é dominada pela China seguida dos Estados Unidos e Reino Unido, como mostra a Figura 8. Cerca de 14% da capacidade instalada está distribuída entre outros países, como Itália, Alemanha, Canadá, Ucrânia, Polônia, Dinamarca, Japão, dentre outros (WWEA, 2015).

Figura 8 – Distribuição de aplicações com TEPPs ao redor do mundo.



Fonte: Adaptado de WWEA (2015) pelo próprio autor.

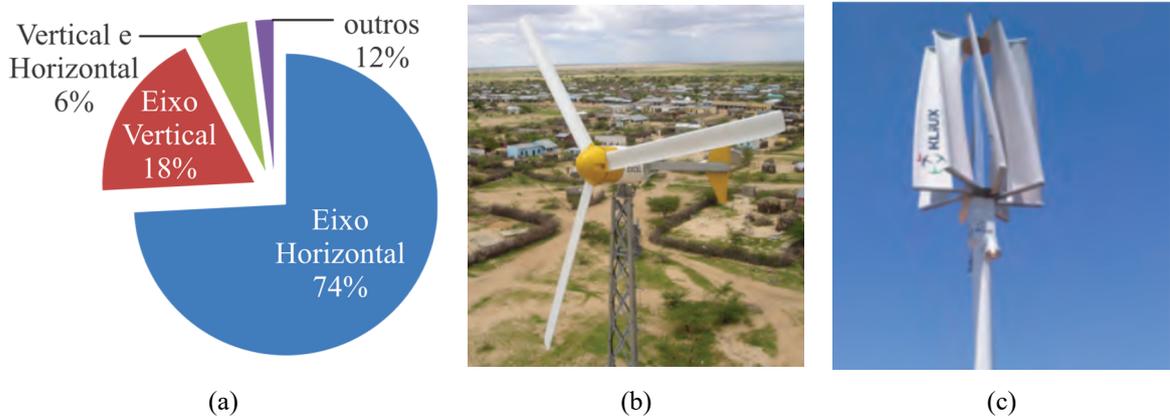
Apesar da tendência do mercado em conectar as turbinas na rede, cerca de 80% das aplicações de TEPPs continuam sendo voltadas ao mercado de sistemas isolados (*off-grid*),

como por exemplo, sistemas de eletrificação rural, estações de telecomunicação, geração em alto mar, além de integração a microrredes em conjunto com diesel e geração solar, conforme destacado pela WWEA (2015).

2.4.1 Turbinas Eólicas para Microrredes de baixa potência

A Associação Mundial de Energia Eólica (WWEA, 2015) define turbinas eólicas de pequeno porte como sendo turbinas de até 100kW. Para este nível de potência, a WWEA contém 327 fabricantes catalogados, dentre os quais, 74% apostam em tecnologias de eixo horizontal enquanto 18% investem em turbinas de eixo vertical conforme ilustra a Figura 9.

Figura 9 – Turbinas eólicas de acordo com o eixo; (a) Proporções; (b) Eixo Horizontal; (c) Eixo Vertical.



Fonte: Adaptado de WWEA (2015) pelo próprio autor.

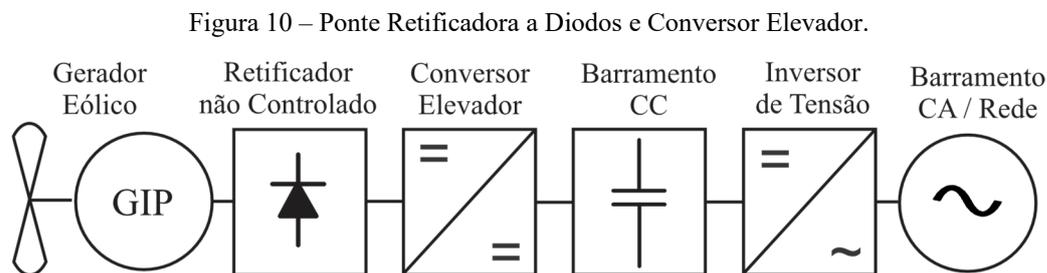
Segundo Pardalos *et al.* (2013), as principais diferenças entre TEPP com relação a turbinas de médio e grande porte estão relacionadas aos sistemas secundários, como por exemplo, sistema de guinada e sistema de ângulo de ataque (*pitch*). Estes mecanismos acabam sendo mais simples e mais baratos para que as TEPP se tornem mais competitivas. O sistema de guinada, utilizado para direcionar a turbina com relação ao vento, é normalmente constituído por uma simples palheta de cauda. Como a inércia mecânica do sistema é baixa, a força do vento sobre a palheta é suficiente para tornar a turbina sempre alinhada a este. Existe uma limitação neste método, pois não é possível girar a turbina propositalmente para reduzir a potência capturada em casos de vento muito forte ou desligamento da mesma. Na maioria dos casos, as pás não apresentam variação de ângulo de ataque. Em alguns casos, existem sistemas mecânicos acionados aerodinamicamente que regulam o ângulo de ataque automaticamente, sem controle ativo. Os sistemas primários de proteção são mantidos, como por exemplo, os limitadores de potência e velocidade de rotação.

Para TEPP, os GIPs vêm ganhando espaço contra os geradores de indução devido à maior densidade de potência, maior eficiência, melhor controlabilidade (especialmente durante faltas na rede), maior confiabilidade, além de operarem em baixa velocidade sem o uso de caixas de engrenagens devido ao maior número de pares de polos (IEA, 2013; ORLANDO *et al.*, 2013; PARDALOS *et al.*, 2013). Em contrapartida, o investimento inicial é geralmente maior, principalmente devido ao custo dos metais raros utilizados na fabricação dos ímãs.

A configuração básica de potência de um sistema de turbina eólica é composta de duas partes: uma parte mecânica e uma parte elétrica. A primeira extrai a energia do vento e torna a energia cinética do mesmo disponível em um eixo girante. A segunda parte é responsável pelo processamento da energia elétrica, tornando-a disponível para uma rede ou uma carga qualquer. Estes dois subsistemas são interligados pelo gerador. Em caso de gerador síncrono, o mesmo gira de forma síncrona aos sinais elétricos presentes em seus terminais e a frequência gerada não é relacionada à frequência da rede, por isso, é necessário o uso de eletrônica de potência no subsistema elétrico.

2.4.2 Processamento de energia para TEPP com GIP

Uma das soluções mais empregadas para o processamento de energia em sistemas com geradores síncronos inclui uma ponte retificadora passiva, um conversor elevador, um barramento em corrente contínua (CC) e um inversor conectado à rede (PARDALOS *et al.*, 2013; TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011). Esta topologia está ilustrada na Figura 10.



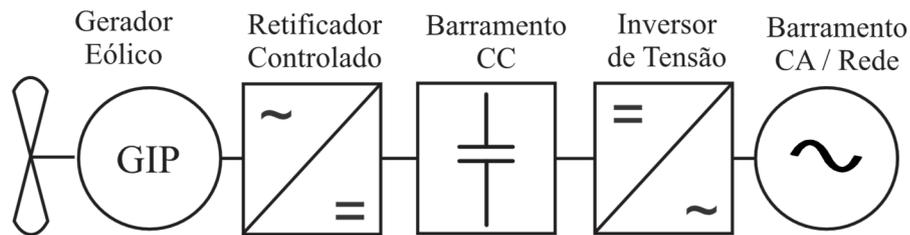
Fonte: Adaptado de Teodorescu, Liserre e Rodriguez (2011) pelo próprio autor.

Neste caso, o controle do gerador é realizado através do controle da corrente do conversor elevador. Devido ao estágio retificador ser não controlado, não é possível controlar apropriadamente os harmônicos de corrente e a fase do harmônico fundamental com relação à força eletromotriz do gerador. Por isso, geralmente se incluem filtros para os harmônicos de

ordem cinco e sete provenientes da retificação (TEODORESCU, LISERRE e RODRIGUEZ, 2011).

Uma segunda solução bastante utilizada está ilustrada na Figura 11. Ela emprega um retificador controlado por largura de pulsos, *Pulse Width Modulated (PWM) Rectifier*, ao invés do não controlado. Neste caso, a corrente pode ser controlada com menor nível harmônico, aumentando a eficiência do gerador entre 5% e 15% (ORLANDO *et al.*, 2013).

Figura 11 – Conversor *back-to-back*.



Fonte: Adaptado de Teodorecu, Liserre e Rodriguez (2011) pelo próprio autor.

Em ambos os casos, o barramento CC proporciona desacoplamento entre o gerador e a rede/carga, permitindo que diferentes técnicas de transferência de energia sejam aplicadas, dependendo de onde e como este sistema eólico é integrado.

2.4.3 Desafios de controle na conexão eólica em microrredes isoladas com barramento CA

Por serem controladas por conversores estáticos de potência, as turbinas eólicas não têm relação direta com a inércia do barramento CA. Dessa forma, não colaboram de forma natural com a inércia do sistema, que é geralmente baixa no caso de microrredes isoladas (MORREN; DE HAAN; FERREIRA, 2005). Para contornar tal problema, os sistemas de geração eólica são desafiados a simular a inércia de geradores tradicionais no suporte de potência ativa através do controle da velocidade dos geradores.

O suporte de potência ativa permite uma maior penetração de energia eólica nas microrredes, o que é interessante economicamente e ambientalmente, principalmente em sistemas híbridos com a presença de geradores a combustão (MARGARIS *et al.*, 2012). Por outro lado, o aumento da penetração encontra desafios intrínsecos, como a intermitência do vento e a limitada resposta dinâmica das turbinas. Em termos de intermitência, nada se pode fazer com o vento a não ser a utilização de sistemas de armazenamento de energia, porém no

que se trata de dinâmica, técnicas de controle apropriadas podem melhorar o desempenho do sistema (YUAN *et al.*, 2009).

Grande parte dos trabalhos especializados na área utiliza bancos de baterias ou cargas eletrônicas para manter estável a tensão no barramento CC de forma que o inversor do lado do barramento CA controle a frequência da microrrede (GUAN; VASQUEZ; GUERRERO, 2016; LUKASIEVICZ; DE OLIVEIRA; DRANKA, 2015; MENDIS *et al.*, 2011; ORLANDO; LISERRE; DELL'AQUILA, 2009; SERBAN; MARINESCU, 2014; SHI *et al.*, 2018; TANI; CAMARA; DAKYO, 2015; TORRES; LOPES, 2009; ZHOU; FRANCOIS, 2011). Porém, é necessário considerar que o SAE pode estar indisponível (carregado/descarregado) e que sua utilização frequente pode acelerar a degradação do mesmo. Além disso, o uso de cargas eletrônicas ajuda em transitórios negativos (redução de carga) somente. Estas limitações trazem a necessidade de um modo de operação onde nem o sistema de armazenamento nem a carga eletrônica sejam necessários, mas que ainda permita o suporte de frequência do barramento CA.

Tal modo de operação necessita de geração variável de acordo com o consumo das cargas do sistema, também conhecido como modo seguidor de carga. Considerando o sistema de geração simplificado ilustrado na Figura 11, o modo seguidor de carga pode ser implementado através do suporte na regulação de frequência do barramento CA por parte do conversor CC-CA, enquanto o conversor CA-CC controla a tensão no barramento CC através do controle de velocidade da turbina eólica (ALEPUZ *et al.*, 2013; GENG *et al.*, 2011; LI; XU; WONG, 2016; ORLANDO *et al.*, 2013; TAN *et al.*, 2017; WANG *et al.*, 2015; WANG *et al.*, 2013; YUAN *et al.*, 2009).

Dentre as referências mencionadas, destaca-se a análise realizada por Wang *et al.* (2009), onde um controlador PI adaptativo híbrido foi aplicado para limitar as perdas mecânicas ao longo dos transitórios de velocidade da turbina. Esta limitação foi aplicada com o objetivo de melhorar a compensação de frequência no caso de turbinas eólicas operando no lado esquerdo da curva de extração de potência, também chamado de Setor I. Neste setor, o sistema apresenta comportamento de fase não mínima, atrasando a compensação de frequência. Wang *et al.* (2009) mostraram que há benefícios quando se opera no Setor II (direita), pois o sistema apresenta comportamento de fase mínima, liberando e absorvendo energia cinética em favor da ação de controle e suportando diretamente a compensação de frequência. Apesar de apresentar este ponto, não houve comparação detalhada entre os setores de operação.

Wang *et al.* (2009) comentam que o controle de potência ativa através do controle da velocidade do gerador ainda não foi amplamente estudado e apresenta inúmeros desafios técnicos. Um dos maiores desafios é controlar a velocidade da turbina de forma rápida o

suficiente para gerar a potência instantânea drenada pela carga. O sistema de controle apresenta modelos não lineares e dinâmicas bastante distintas, oriundas de partes mecânicas e elétricas. Além das dinâmicas intrínsecas, estes sistemas estão sujeitos a perturbações de carga e velocidade do vento, que são amplamente intermitentes.

2.5 ANÁLISE DINÂMICA DO SUPORTE DE FREQUÊNCIA E CONTROLE DE VELOCIDADE DO GERADOR

Para investigar o quão rápido o sistema pode responder e qual o impacto das variáveis relacionadas com a capacidade de compensação de frequência pelas TEPPs, optou-se por analisar concomitantemente um maior número de variáveis do sistema, dentre elas: tamanho da turbina eólica; penetração eólica perante diesel; reserva de potência; setor de operação (I ou II); capacitância do barramento CC e ganho do conversor CC-CA (constante de *droop*).

Como são muitos parâmetros a serem avaliados, a análise foi realizada através de ambiente de simulação, estruturada na forma de delineamento de experimentos, *Design Of Experiments* (DOEs) com clara exposição dos resultados e impacto das respectivas variáveis (MASON; GUNST; HESS, 2003). As variáveis mencionadas foram avaliadas seguindo a estrutura de experimentos fatoriais de dois níveis enquanto outros parâmetros foram mantidos constantes ao longo das simulações.

2.5.1 Delineamento de Experimentos

A metodologia de Delineamento de Experimentos (DOE) foi proposta por Fischer (1935) com o intuito de delinear tarefas para experimentar, descrever e explicar apropriadamente um sistema sob determinadas condições, baseando-se em testes de significância estatística, correlação e regressão. Desde então, vem sendo utilizada para testar e aperfeiçoar o desempenho de processos, produtos, serviços ou soluções (MONTGOMERY, 2012).

Esta metodologia permite planejar experimentos de forma organizada e econômica. Isso faz com que se utilize massivamente para implementar combinações de testes e encontrar a estratégia ótima de melhoria ou ainda identificar potenciais modos de falha e reduzir defeitos em produtos (MONTGOMERY, 2012).

De modo geral, o DOE contém inúmeras etapas no processo de experimentação, dentre elas tem-se a definição dos objetivos, mapeamento dos parâmetros do produto ou processo, seleção de fatores de controle e variáveis de resposta, seleção da matriz experimental, realização do experimento, análise dos dados, interpretação dos resultados e elaboração dos relatórios.

Os DOEs utilizam experimentos fatoriais ao invés de experimentos baseados em um fator por vez, testando múltiplas combinações dos parâmetros (fatores) em diferentes níveis (configurações). Experimentos fatoriais permitem o cálculo de efeito dos fatores e a observação de interações entre eles para todo o espaço de inferência do experimento. O espaço de inferência representa a gama de condições através das quais os resultados foram obtidos, analogamente ao universo de amostragem (MONTGOMERY, 2012).

Historicamente, esta metodologia vem sendo utilizada para experimentos com protótipos materiais, porém, sua utilização tem se expandido para a substituição de protótipos por simulações computacionais. Kleijnen *et al.* (2005) descreveram as diferenças entre um experimento executado no ambiente de simulação e outro com protótipos materiais utilizando DOEs. Com relação aos objetivos, um experimento por simulação busca desenvolver um entendimento básico do sistema, encontrar configurações robustas dos fatores e comparar várias configurações. Com relação à operacionalização do plano experimental, os dois tipos de experimentos apresentam grande diferença em relação ao número de fatores estudados e ao número de respostas analisadas. As simulações permitem a adição de inúmeros fatores e de inúmeras medições da variável resposta, com praticamente nenhum custo ao se comparar a prototipagem. Outra característica é a ausência de erro experimental, o que faz com que uma simulação que tenha as mesmas entradas produza os mesmos valores de saída, se for executada mais de uma vez (SACKS *et al.*, 1989).

No que se diz respeito a simulações relacionadas a sistemas elétricos e eletrônicos, não se tem visto a aplicação desta metodologia pela literatura especializada. O mais próximo que se pode encontrar é a utilização da técnica de Taguchi aplicada para otimização de projeto de máquinas elétricas (SONG *et al.*, 2017) e sintonia de controladores PID (HASANIEN, 2013; HASANIEN; MUYEEN, 2013). Ambos trabalhos não detalham o processo para aplicação da metodologia, além disso, a filosofia de Taguchi defende métodos de delineamento de experimentos que são desnecessariamente complicados e ineficientes por apresentarem estruturas de confundimentos complexas (MONTGOMERY, 2012). Mais detalhes sobre confundimentos e interações são ilustrados no Apêndice A.

2.5.2 Técnica de Controle do Sistema Eólico

Para a análise dinâmica de múltiplas rodadas de simulação de forma comparativa (DOEs), é importante ajustar o controle de forma proporcional entre uma configuração e outra. À vista disso, optou-se pela técnica de controle ótimo composta por reguladores lineares quadráticos (LQR). O LQR é um controlador ótimo baseado na realimentação dos estados, os

quais são ponderados de forma a minimizar uma função custo (BURNS, 2001). Além disso, permite estabelecer um compromisso entre a amplitude das variáveis de estado, a velocidade de resposta do sistema e a amplitude do sinal de controle, através da escolha adequada dos índices de desempenho relativos a estas variáveis (BURNS, 2001). De modo geral, esta técnica apresenta excelentes características de desempenho com pouca complexidade de implementação, sendo assim, amplamente difundida (SUN; GAN, 2010; UYGUN; MATTHEW; HUANG, 2006).

A literatura apresenta algumas técnicas aplicadas ao controle de velocidade das turbinas e do barramento CC, como por exemplo, controladores Proporcionalis-Integrais (PIs) (YUAN *et al.*, 2009), preditivo baseados em modelo (HASSINE; NAOUAR; MRABET-BELLAAJ, 2015), linearização por realimentação (SIZHAN *et al.*, 2013), dentre outras. O mais próximo encontrado na literatura com relação ao sistema específico estudado nesta tese foi a aplicação da técnica LQR para controlar a velocidade de um GIP de forma a regular um barramento CC (CHENG *et al.*, 2016). A técnica foi aplicada com o objetivo de diminuir as variações paramétricas e aumentar a robustez do controle, mas não há relação com geração eólica.

2.5.3 Sintonia do Controle através de Delineamento de Experimentos Fracionados

A estabilidade de um sistema de controle, o erro em regime permanente, a resposta transitória e robustez são os principais aspectos estudados quando se utiliza os métodos de projeto em controle clássico. Há diversas ferramentas de auxílio ao projetista para simplificar o processo de sintonia, tanto analíticas quanto gráficas.

No caso do controle moderno, mais especificamente do controlador LQR, o desempenho é diretamente relacionado com a escolha das matrizes de ponderação (BURNS, 2001). A escolha dos parâmetros é muitas vezes realizada na base de tentativa e erro (KEDJAR; AL-HADDAD, 2009), necessitando de inúmeras rodadas para encontrar uma solução desejada. A literatura apresenta diversos métodos para a especificação destes ganhos, dentre eles, regra de Bryson, algoritmos genéticos, algoritmos adaptativos e índices de desempenho (BRYSON, 1975; KANIESKI; CARATI; GRUNDLING, 2010; MARINO; MILANO; VASCA, 1999; MONTAGNER; CARATI; GRUNDLING, 2000).

Como o sistema a ser controlado contém múltiplas variáveis de diferentes constantes de tempo, desde malhas de corrente (rápidas) até a frequência da rede (lenta), o esforço computacional se torna considerável, mesmo com as técnicas mencionadas no parágrafo anterior. Algumas delas são baseadas em massivas configurações de simulação (força bruta) para encontrar o desempenho esperado.

Para contribuir com a redução de esforço computacional, um novo método para sintonia do LQR e sua aplicação ao sistema de geração eólica é proposto. O método de sintonia é baseado em DOEs fatorais fracionados (MASON; GUNST; HESS, 2003), o qual reduz consideravelmente o número de rodadas necessárias para encontrar as matrizes de ponderação (Q e R) para objetivos pré-determinados, como por exemplo, sobretensão, erro em regime, etc. Com uma exposição clara da estrutura de simulação, restrições de resolução e efeito dos parâmetros, esta metodologia permite ao projetista de controle obter a configuração de controle desejada com menor esforço, principalmente para plantas complexas e com múltiplas malhas como a apresentada nesta tese.

O mais próximo encontrado na literatura foi a utilização da técnica de Taguchi (LEE *et al.*, 2014). O autor utiliza estruturas de Taguchi para sintonizar um LQR com o objetivo de controlar um pêndulo invertido, mas não detalha o procedimento utilizado. Além disso, as técnicas de DOE defendidas por Box e Hunter (1978) são consideradas mais potentes e flexíveis (MONTGOMERY, 2012), conforme mencionado anteriormente.

2.6 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Uma vez que a aplicação da tese está voltada para geração eólica de pequeno porte aplicada em microrredes isoladas, alguns aspectos deste sistema foram considerados na revisão bibliográfica elaborada neste capítulo. Observou-se uma demanda no entendimento da capacidade de compensação de frequência por parte das TEPPs. Mais que isso, levantou-se o questionamento sobre o efeito de algumas variáveis do sistema em tal compensação, sendo o impacto da operação das turbinas em diferentes setores de operação (Setor I ou Setor II) uma das principais questões a serem avaliadas com mais detalhes. Estes pontos, ainda não totalmente entendidos pela literatura especializada, abriram portas para algumas contribuições a serem exploradas nesta tese ao longo dos próximos capítulos:

- Aplicação do controlador LQR para um sistema de geração eólica com geradores de ímã permanente, com foco no controle do barramento CC através do controle de velocidade e correntes do gerador.
- Análise da capacidade de compensação de frequência pelas TEPPs considerando um maior número de variáveis concomitantemente.
- Aplicação da metodologia de DOEs para clara organização das simulações, exposição dos resultados e quantificação dos efeitos dos fatores e interações para sistemas com múltiplas variáveis.

- Aplicação da metodologia de DOEs fracionados para sintonizar os controladores LQR de forma objetiva, reduzindo esforço computacional.

3 MODELAGEM DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

Este capítulo apresenta o modelo do sistema eólico de forma detalhada, incluindo considerações sobre o vento, a turbina eólica, a caixa de tração e o gerador de ímã permanente. Além disso, faz uma análise do fluxo de potência, da energia cinética e do comportamento dinâmico do sistema de geração eólica.

3.1 VENTO

Do ponto de vista do sistema eólico, a velocidade do vento é o principal fator externo que determina seu comportamento. Sua grande variação, altamente dependente do local e das condições atmosféricas, torna a velocidade do vento difícil de se modelar. Normalmente se assume o equilíbrio térmico da atmosfera próximo ao solo (MUNTEANU; BRACU; CUTULULIS, 2008). Com isso, a turbulência considerada é resultado da fricção entre o ar e o solo, devido a sua rugosidade. Ao se projetar o sistema de conversão eólica, o histórico da velocidade do vento deve ser considerado tanto para a estrutura mecânica quanto para o controle e proteção elétrica do mesmo.

Assumindo que a turbina é equipada com uma pá de guinada e as variações na direção do vento são suficientemente lentas, considera-se que o rotor se encontra sempre ortogonal ao vento e que somente a componente longitudinal interage com a turbina. A velocidade do vento é modelada na literatura como um processo randômico não estacionário, composto por duas componentes sobrepostas, uma de alta frequência (inferior a 10 minutos) e outra de baixa frequência (1 a 15 dias) (MUNTEANU; BRACU; CUTULULIS, 2008).

3.2 TURBINA EÓLICA

Em um sistema de conversão eólica, a potência mecânica disponível pelo vento é aproximada por

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A_r v_w^3, \quad (1)$$

sendo ρ a densidade atmosférica em kg/m^3 , v_w a velocidade do vento em m/s e A_r é a área varrida pelas pás em m^2 (ROLAN *et al.*, 2009). Para fins de simplificação na notação, suprime-se o termo (t) para variáveis no domínio do tempo, tanto em equações quanto figuras. A potência extraída do vento é sempre menor, sendo definida por

$$P_{ex} = \frac{1}{2} \rho A_r C_p(\gamma, \beta) v_w^3, \quad (2)$$

onde $C_p(\lambda, \beta)$ é o coeficiente de potência que representa o perfil aerodinâmico da turbina eólica e define o quanto de energia disponível é convertida em energia mecânica. A variável β representa o ângulo de ataque das pás com relação ao vento (do inglês, *blade pitch angle*) enquanto γ representa a relação de velocidade na ponta das pás (do inglês, *Tip Speed Ratio-TSR*) (ROLAN *et al.*, 2009). Para turbinas sem controle de velocidade através do ângulo das pás, pode-se considerar β como uma constante igual a zero (ROLAN *et al.*, 2009), resultando na equação empírica

$$C_p(\gamma, 0) = c_1 \left(c_2 \frac{1}{\alpha} - c_5 \right) e^{-c_6 \frac{1}{\alpha}}, \quad (3)$$

onde c_1 , c_2 , c_5 e c_6 são constantes e α é definido por

$$\frac{1}{\alpha} = \frac{1}{\gamma} - 0,035, \quad (4)$$

enquanto a TSR é determinada por

$$\gamma = r \frac{\omega_r}{v_w}, \quad (5)$$

sendo ω_r a velocidade de rotação da turbina em rad/s e r o raio da mesma em metros. A quantidade de torque aerodinâmico (T_w) em N·m é dada pela relação entre a potência extraída e a velocidade do rotor, de acordo com

$$T_w = \frac{P_{ex}}{\omega_r}. \quad (6)$$

Deve ser notado que o torque transmitido para o gerador (T_{wg}) depende da existência ou não de uma caixa de engrenagens entre os dois. Em caso de geradores síncronos, geralmente se utiliza máquinas com elevado número de polos, reduzindo a velocidade do eixo do gerador e eliminando a necessidade da caixa de engrenagens, logo, $T_w = T_{wg}$.

3.3 CAIXA DE TRAÇÃO

A caixa de tração de uma turbina eólica é composta por massas rotativas e eixos de conexão, incluindo uma possível caixa de engrenagens. O modelo mecânico pode ser tratado

como um sistema com massas discretas conectadas por molas definidas por coeficientes de amortecimento e rigidez. De forma a simplificar análises, geralmente se considera ou um sistema com duas massas ou até mesmo com uma única massa equivalente (ROLAN *et al.*, 2009).

No caso de turbinas com velocidade fixa ou de estudos relacionados à fadiga torcional, o modelo com duas massas é necessário para representar a dinâmica de forma acurada o suficiente. Para turbinas com velocidade variável e ângulo de ataque constante, existe somente uma ação de controle, a qual é aplicada à máquina elétrica. Com isso, o controle não interage diretamente com a dinâmica da torre. Por isso, é comum utilizar um modelo reduzido. Este modelo considera basicamente a ressonância principal da caixa de tração e trata as dinâmicas de maior frequência como perturbações não modeladas. A equação diferencial que representa este modelo reduzido é dada por

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{T_{wg} - T_e}{J_{te}} - \frac{b_m}{J_{te}} \omega_r, \quad (7)$$

onde T_e é o torque eletromagnético gerado em $N \cdot m$, b_m é o coeficiente de amortecimento em $N \cdot m \cdot s$ e J_{te} é o momento de inércia equivalente total da turbina em $Kg \cdot m^2$, derivado de

$$J_{te} = J_g + \frac{J_t}{n_g^2}, \quad (8)$$

onde J_g e J_t são os momentos de inércia do gerador e da turbina (pás) respectivamente, enquanto n_g é a relação de transformação da caixa de engrenagens.

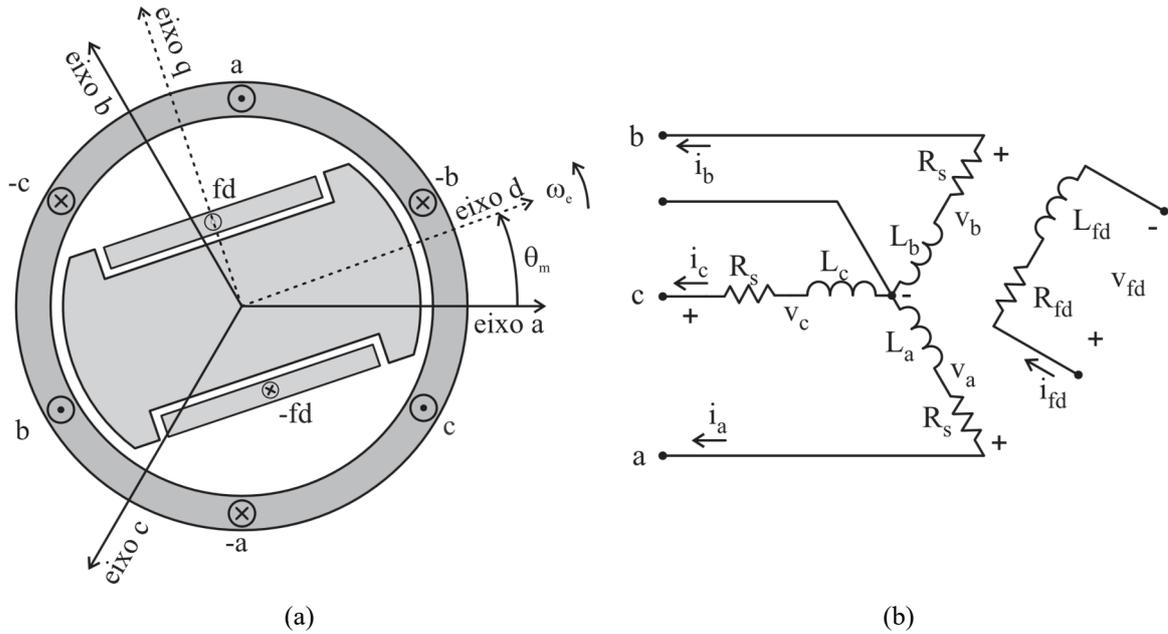
3.4 GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃS PERMANENTES

Máquinas síncronas se enquadram em uma categoria chamada de máquinas com excitação dupla, na qual existem duas fontes de excitação, conhecidas como campo e armadura. Em máquinas síncronas convencionais ou máquinas com comutadores CC, ambas as fontes de excitação são enrolamentos elétricos conectados a uma fonte externa de energia elétrica. Nas máquinas de ímã permanente, o enrolamento de campo é substituído por ímãs permanentes, não necessitando de fonte externa de energia (NASAR; BOLDEA; UNNEWEHR, 1993).

Existem múltiplas configurações de máquinas síncronas, as quais apresentam o mesmo princípio básico de operação. Para facilitar o entendimento e o equacionamento, é comum considerar uma máquina elementar como a da Figura 12. Esta máquina representa um gerador síncrono genérico de rotor bobinado e de polos salientes com estator em estrela. Os

enrolamentos do estator (a , b e c) são distribuídos senoidalmente, deslocados de 120° entre si, com uma resistência R_s e uma indutância L_a , L_b e L_c , respectivamente. O rotor é equipado com enrolamentos de campo, que apresentam uma resistência R_{fd} e uma indutância L_{fd} (KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 2002).

Figura 12 – Gerador Síncrono com rotor bobinado e polos salientes com estator em estrela, três fases e dois polos; (a) Disposição espacial; (b) Diagrama elétrico.



Fonte: Adaptados de (a) Fitzgerald, Kingsley e Umans (2005) e (b) Krause, Wasynczuk e Sudhoff (2002), pelo próprio autor.

Os modelos matemáticos da dinâmica elétrica podem ser derivados a partir do circuito elétrico equivalente apresentado na Figura 12(b), no qual se considera a direção positiva das correntes do estator saindo dos terminais para representar a operação de um gerador.

3.4.1 Equações em coordenadas abc

Ao se aplicar a lei das tensões de Kirchoff no circuito da Figura 12(b), pode-se obter as tensões de terminal descritas na forma

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix}, \quad (9)$$

enquanto o fluxo acoplado (λ_{abc}) nas bobinas do estator pode ser escrito como

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ab} & L_b & M_{bc} \\ M_{ac} & M_{bc} & L_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \lambda_m \begin{bmatrix} \cos(\theta_m) \\ \cos(\theta_m - 2\pi/3) \\ \cos(\theta_m + 2\pi/3) \end{bmatrix}, \quad (10)$$

onde M_{ij} é a indutância mútua entre as fases i e j , as quais são identificadas pelos índices a , b e c . A constante λ_m refere-se ao fluxo produzido pelos ímãs permanentes. As indutâncias podem ser expressas em função do ângulo θ_m entre o eixo d do rotor e o eixo a do estator, ou seja,

$$\begin{aligned} L_a &= L_0 + L_m \cos(2\theta_m) \\ L_b &= L_0 + L_m \cos(2\theta_m - 2\pi/3) \\ L_c &= L_0 + L_m \cos(2\theta_m + 2\pi/3) \\ M_{ab} &= -1/2 L_0 + L_m \cos(2\theta_m + 2\pi/3), \\ M_{bc} &= -1/2 L_0 + L_m \cos(2\theta_m) \\ M_{ac} &= -1/2 L_0 + L_m \cos(2\theta_m - 2\pi/3) \end{aligned} \quad (11)$$

sendo L_0 e L_m parâmetros físicos do gerador (KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 2002).

A presença da posição do rotor nas equações torna o modelo consideravelmente complexo, de tal forma que normalmente se utiliza uma transformação de variáveis para eliminar esta dependência. Dentre as transformações mais utilizadas na área de máquinas elétricas tem-se as transformações de Clarke (1965) e Park (1929). A de Clarke transforma um sistema trifásico em um bifásico equivalente em coordenadas $\alpha\beta$ estacionárias, enquanto a de Park transforma estas variáveis para coordenadas dq rotóricas.

3.4.2 Equações em coordenadas rotóricas dq

A transformação de variáveis de coordenadas abc para dq se dá por meio de uma matriz de senos e cossenos do ângulo elétrico (θ_e), expressa por

$$T_{dq0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \cos(\theta_e - 2\pi/3) & \cos(\theta_e + 2\pi/3) \\ -\sin(\theta_e) & -\sin(\theta_e - 2\pi/3) & -\sin(\theta_e + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix}, \quad (12)$$

sendo $\theta_e = N_{pp} \theta_m$, onde N_{pp} representa o número de pares de polos da máquina síncrona e θ_m a posição do rotor. Esta transformação considera a referência de eixos dq alinhados com os eixos magnéticos do rotor girando a uma velocidade angular elétrica ω_e . O eixo direto (eixo d) é mantido em fase com o fluxo do campo magnético, enquanto o eixo em quadratura (eixo q) está 90° adiantado em relação ao eixo d (Figura 12(b)).

Aplicando-se a transformação aos fluxos concatenados na Equação (10), obtém-se

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & L_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda_m \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (13)$$

onde

$$L_d = \frac{3}{2}(L_0 - L_m) \text{ e } L_q = \frac{3}{2}(L_0 + L_m). \quad (14)$$

Aplicando a transformação às tensões expressas na Equação (9), obtém-se

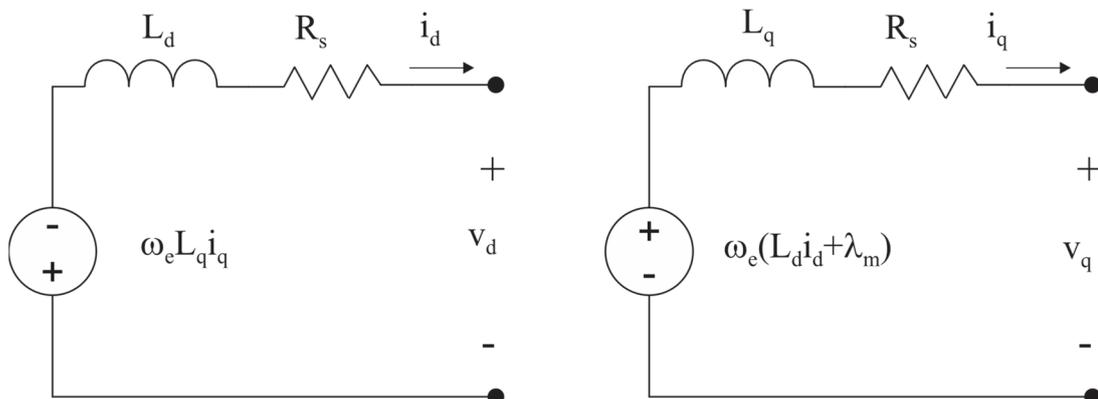
$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & L_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_q \\ \dot{i}_0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_s & \omega_e L_q & 0 \\ -\omega_e L_d & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \omega_e \lambda_m \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (15)$$

Isolando-se as derivadas de corrente nas equações em (15), obtém-se as equações de estado que representam a dinâmica elétrica do GIP

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_q \\ \dot{i}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & -\omega_e \frac{L_q}{L_d} & 0 \\ \omega_e \frac{L_d}{L_q} & -\frac{R_s}{L_q} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_s}{L_0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_d} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_q} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{L_0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \omega_e \frac{\lambda_m}{L_q} \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (16)$$

Desconsiderando a componente zero, o circuito equivalente é ilustrado na Figura 13.

Figura 13 – Circuito equivalente dq do GIP.



Fonte: Adaptado de Fitzgerald, Kingsley e Umans (2005) pelo próprio autor.

O circuito do eixo d contém uma fonte de tensão em função da corrente i_q , enquanto o circuito do eixo q apresenta uma fonte de tensão em função de i_d e λ_m .

3.4.3 Potência elétrica, conjugado elétrico e dinâmica mecânica

A potência elétrica do gerador é a soma do produto entre tensão e a corrente instantâneas de cada fase, ou seja

$$p_e = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c. \quad (17)$$

Colocando a Expressão (17) na forma matricial e aplicando a Transformação (12), resulta em

$$p_e = \frac{3}{2} (v_d i_d + v_q i_q), \quad (18)$$

que é a potência elétrica do gerador em coordenadas dq . Assim, substituindo as equações de v_d , i_d , v_q e i_q em (18), a potência elétrica pode ser escrita na forma

$$p_e = \frac{3}{2} \left[\underbrace{R_s (i_d^2 + i_q^2)}_{p_{cu}} + \underbrace{\left(i_d \frac{d\lambda_d}{dt} + i_q \frac{d\lambda_q}{dt} \right)}_{p_{mag}} + \underbrace{\omega_e (\lambda_d i_d - \lambda_q i_q)}_{p_g} \right], \quad (19)$$

a qual é separada em três termos. O primeiro termo representa a potência dissipada pela resistência do estator, ou perdas do cobre (p_{cu}). O segundo termo refere-se à taxa de variação de energia armazenada nas indutâncias, ou potência magnética (p_{mag}). O terceiro termo corresponde à potência convertida da forma mecânica para elétrica, denominada potência eletromecânica (p_g).

A potência eletromecânica pode ser definida pelo produto da velocidade de rotação pelo conjugado elétrico na forma

$$p_g = \frac{3}{2} \omega_e (\lambda_d i_d - \lambda_q i_q) = \omega_r T_e, \quad (20)$$

onde a velocidade de rotação se relaciona com a velocidade elétrica através do número de pares de polos (N_{pp}) na forma

$$\omega_e = N_{pp} \omega_r, \quad (21)$$

ou seja, o conjugado elétrico gerado corresponde a

$$T_e = \frac{3}{2} N_{pp} \left[\lambda_m i_q + (L_d - L_q) i_d i_q \right]. \quad (22)$$

Identificam-se duas componentes do conjugado na Equação (22). A primeira é o conjugado de excitação do campo magnético, enquanto que a segunda é referida como conjugado de relutância. Para o caso de um gerador com $L_d=L_q$, pode se escrever

$$T_e = \frac{3}{2} N_{pp} \lambda_m i_q = k_t i_q. \quad (23)$$

onde k_t representa a constante de torque do gerador.

Por fim, o rotor de um gerador síncrono tem seu movimento descrito pela equação diferencial

$$\frac{d\omega_r}{dt} = -\frac{b_m}{J_{te}} \omega_r + \frac{1}{J_{te}} T_{wg} - \frac{1}{J_{te}} (T_e + T_c), \quad (24)$$

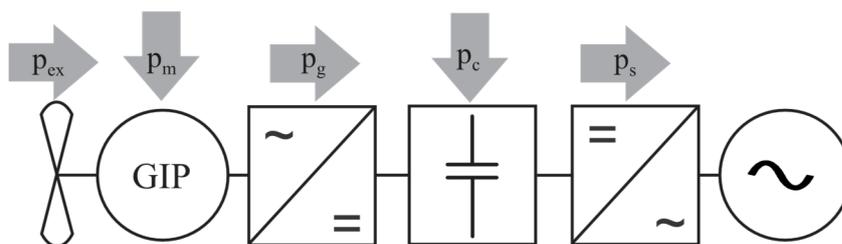
onde T_c é o torque de Coulomb, necessário para iniciar o movimento do gerador (PARDALOS *et al.*, 2013).

3.5 FLUXO DE POTÊNCIA E MODELO DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

Ao se desprezar as perdas, o fluxo de potência simplificado do sistema eólico pode ser representado como na Figura 14. A potência gerada (p_g) é igual a potência extraída (p_{ex}) em regime permanente. No caso de mudança de velocidade, p_g se torna diferente de p_{ex} devido à potência mecânica (p_m) necessária para acelerar ou desacelerar as massas girantes (YUAN *et al.*, 2009). A equação que rege esta interação é dada por

$$p_g = p_{ex} - p_m = p_{ex} - \omega_r J_{te} \frac{d\omega_r}{dt}. \quad (25)$$

Figura 14 – Fluxo de potência do sistema de geração eólica .



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Ainda desprezando-se as perdas, a potência de saída (p_s) é igual a potência gerada em regime permanente, diferindo da mesma em transitórios devido à potência do capacitor (p_c), dada pela carga e descarga do barramento CC. A equação que rege este fenômeno é dada por

$$p_s = p_g - p_c = p_g - v_{CC} C_b \frac{dv_{CC}}{dt}, \quad (26)$$

sendo v_{CC} a tensão e C_b a capacitância do barramento CC. Substituindo-se as Equações (25) e (2) na Equação (26), resulta em

$$\omega_r J_{te} \frac{d\omega_r}{dt} + v_{CC} C_b \frac{dv_{CC}}{dt} = \frac{1}{2} \rho A_r C_p v_w^3 - p_s. \quad (27)$$

Esta equação mostra a relação não linear entre a tensão do barramento CC e a velocidade do gerador, a qual pode ser simplificada de forma a facilitar análises e projetos de controle. Uma das simplificações adotadas é a consideração da potência de saída como uma perturbação a ser compensada pelo controle, ou seja,

$$\omega_r J_{te} \frac{d\omega_r}{dt} + v_{CC} C_b \frac{dv_{CC}}{dt} = p_{ex}. \quad (28)$$

Para obter um modelo em frequência com o objetivo de controlar a tensão no barramento em função da velocidade angular, perturbou-se e linearizou-se esta equação (YUAN *et al.*, 2009), resultando na função de transferência

$$\frac{\hat{v}_{CC}(s)}{\hat{\omega}_r(s)} = \frac{k_{ce} - \Omega_r J_{te} s}{V_{CC} C_b s}, \quad (29)$$

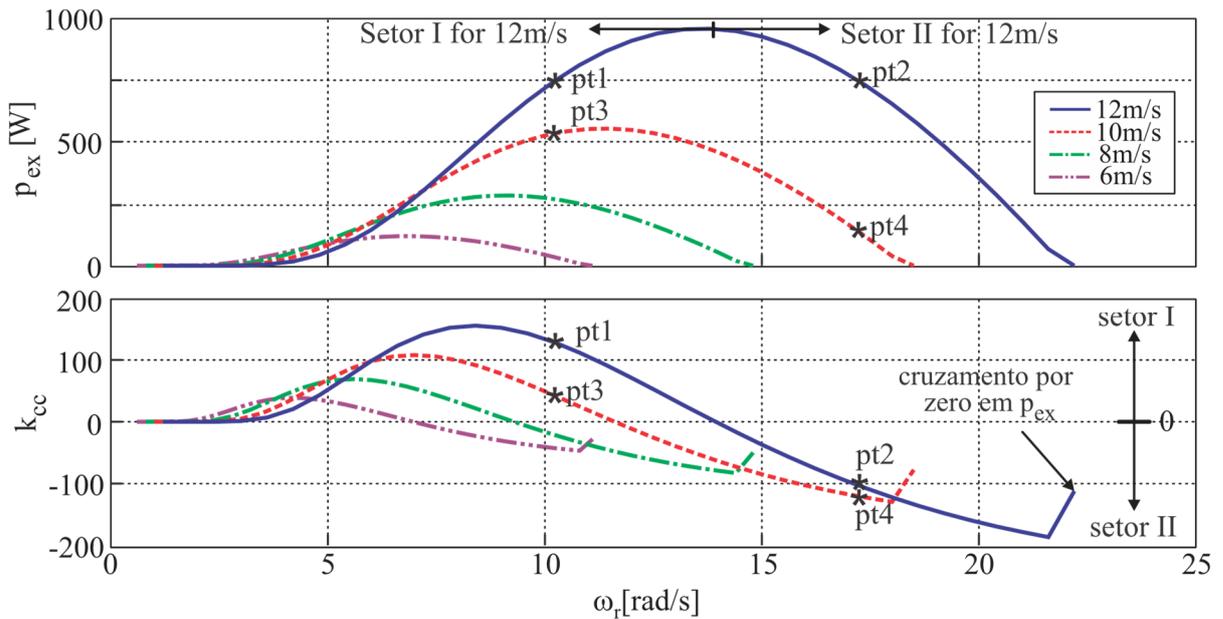
onde $k_{cc} = p_{ex} / \omega_r$ é a derivada da curva de potência extraída com relação à velocidade (YUAN *et al.*, 2009). A obtenção da função de transferência está detalhada no Apêndice C.

3.6 COMPORTAMENTO DINÂMICO E ENERGIA CINÉTICA

A relação de potência extraída pela velocidade de rotação e velocidade do vento é definida pela Equação (2), resultando em curvas como as da Figura 15 (parte superior). As derivadas dessas curvas, definidas como k_{cc} , são ilustradas na parte inferior da Figura 15. Observa-se que a derivada é positiva desde velocidades próximas de zero até o pico da curva de potência (Setor I), onde passa a ser negativa (Setor II). Este ponto de inversão de sinal ocorre em uma velocidade angular específica para cada valor de velocidade do vento.

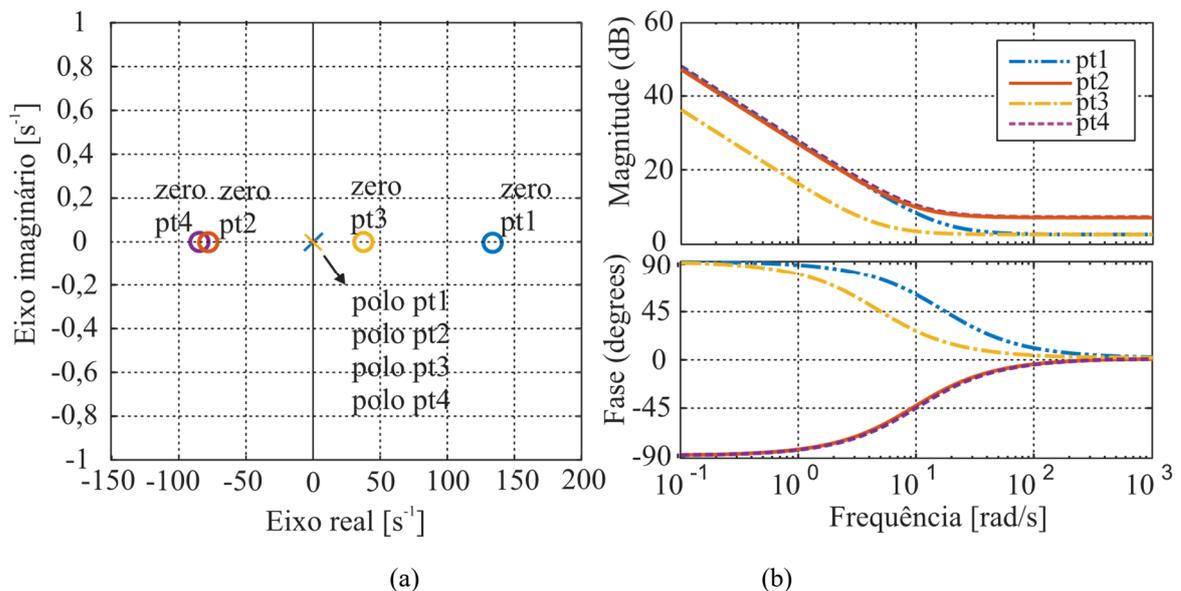
Tanto a mudança na velocidade do vento quanto a inversão de sinal da derivada acarretam em mudanças de comportamentos do sistema. Para detalhar estas diferenças, plotou-se o lugar das raízes (Figura 16(a)) e a resposta em frequência (Figura 16(b)) para os pontos de operação pt1, pt2, pt3 e pt4, considerando a planta como sendo a função de transferência descrita na Equação (29).

Figura 15 – Ganho CC para diferentes curvas da potência extraída, velocidades do vento e velocidade angular.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Figura 16 – Lugar das raízes (a) e resposta em frequência (b) para os modelos linearizados sobre os pontos pt1, pt2, pt3 e pt4 da Figura 15.



(a)

(b)

Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Os pontos pt1 e pt3 estão ambos localizados no Setor I com a mesma velocidade angular, porém com velocidades de vento diferentes. Para cada um dos pontos de operação no Setor I, o sistema apresenta um zero no semi-plano direito (ZSD) e um polo em zero. O ganho CC nestes pontos depende diretamente da potência extraída, enquanto a fase depende de quão próximo o ponto se encontra do pico da respectiva curva (mudança de Setor).

Os pontos pt2 e pt4 estão no Setor II e apresentam a mesma velocidade angular entre eles, mas cada um com uma velocidade de vento. Diferentemente do caso anterior, para cada um destes pontos, o zero está no semi-plano esquerdo e o polo em zero. A principal característica observada é a diferença na fase da resposta em frequência entre pontos pares e ímpares, a qual proporciona comportamentos diferentes, como descrito abaixo:

- **Afundamento de tensão no Setor I** - quando ocorre um afundamento de tensão no barramento CC, o sistema necessita acelerar para extrair mais potência do vento, porém, parte da energia extraída é transformada em energia cinética, desfavorecendo o controle. Quanto maior a taxa de aceleração, maior parte da energia é transformada em energia cinética.

- **Elevação de tensão no Setor I** - Quando ocorre uma elevação de tensão de barramento CC, a velocidade deve ser reduzida para regular o mesmo. Quando isso ocorre, parte da energia cinética se transforma em energia elétrica, carregando ainda mais o barramento por um curto espaço de tempo e desfavorecendo o controle.

- **Afundamento de tensão no Setor II** - Em caso de afundamentos na tensão de barramento CC, a turbina eólica deve ser “freada” para que a energia captada seja maior. A energia cinética neste caso se transforma em energia elétrica, favorecendo o controle e regulando o barramento mais rapidamente.

- **Elevação de tensão no Setor II** - Em caso de elevação de tensão, o sistema deve acelerar para diminuir a captação da energia do vento. Isso favorece a redução da tensão do barramento, pois para acelerar, boa parte da energia captada se torna em energia cinética, favorecendo o controle.

A magnitude e a dinâmica destes transitórios dependem de algumas variáveis do sistema de geração, dentre elas, J_{te} e ω_r . O momento de inércia (J_{te}) depende das características construtivas da turbina e do gerador. De acordo com Tielens *et al.* (2012), as pás proporcionam uma inércia muito maior do que o gerador por si só, podendo a inércia total da turbina eólica ser aproximada pela equação empírica

$$J_{te} = 1,74 \cdot 10^{-7} P_{nom}^{2,13}, \quad (30)$$

onde P_{nom} é a potência nominal da turbina em watts. Apesar de esta equação ter sido gerada para turbinas de médio e grande porte, também pode ser considerada para algumas de pequeno porte. Esta proximidade pode ser observada na Tabela 1, a qual mostra uma comparação entre valores encontrados pela Equação (30) e os apresentados por Tang *et al.* (2008) para algumas turbinas comerciais.

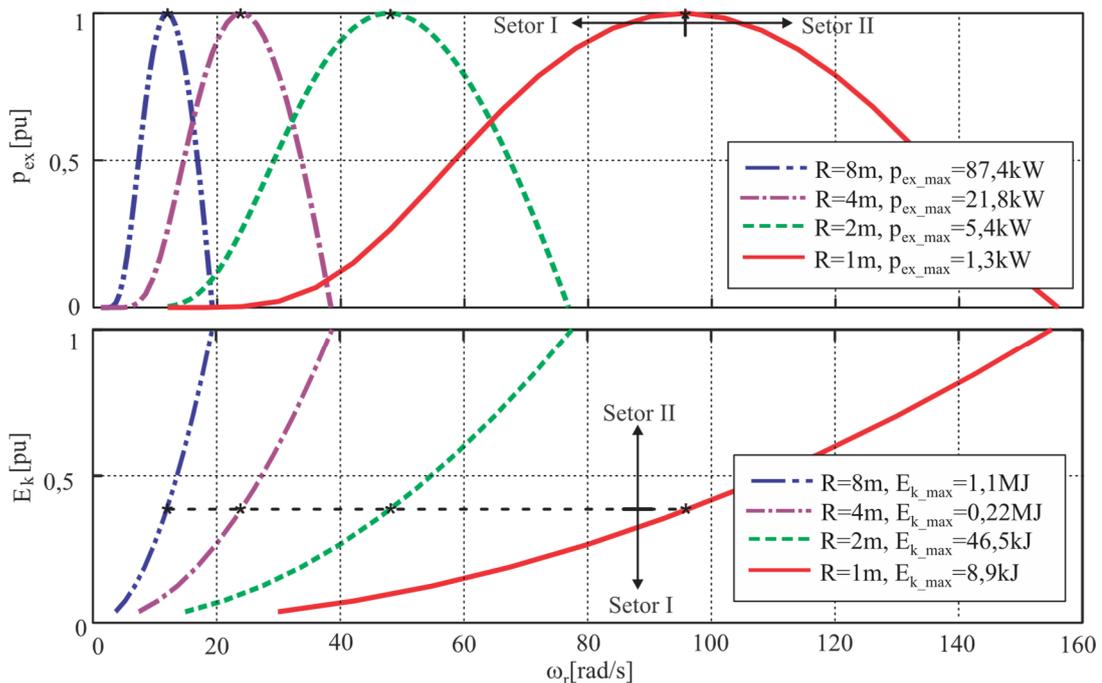
Tabela 1 – Momento de inércia de algumas turbinas comerciais.

Raio [m]	v_{w_nom} [m/s]	p_{nom} [kW]	J_{te} [kg.m ²]	J_{te} [kg.m ²] (Equação (30))
0,57	12,5	0,4	0,026	0,06
1,85	14	3	5,55	4,43
2,55	14	5,5	24,27	16,12
3,1	14	10	59,61	57,61
5,2	14	20	643,71	252

Fonte: Adaptado de Pathmanathan *et al.* (2008) pelo próprio autor.

A velocidade nominal de rotação e a gama de variação de velocidade dependem principalmente do raio da turbina. Quanto menor o raio, maior a gama de variação de velocidade. Quanto maior a velocidade de operação, maior a energia cinética envolvida. Estas características podem ser observadas em detalhe através da Figura 17.

Figura 17 – Velocidade das turbinas eólicas, p_{ex} e energia cinética para diferentes raios com $v_w=12$ m/s.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A energia cinética absorvida ou liberada nos transitórios está relacionada com velocidade de rotação e o momento de inércia através da relação

$$E_c = \frac{1}{2} J_{te} \omega_r^2, \quad (31)$$

ou seja, a energia cinética aumenta quadraticamente com a velocidade, tornando o Setor II ainda mais atrativo para regulação do barramento CC.

3.7 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Este capítulo detalhou o modelo matemático do sistema de geração eólica e mostrou uma análise do fluxo de potência e da energia cinética para diferentes pontos de operação e tamanhos de turbinas.

Observou-se que o sistema eólico apresenta comportamento de fase não mínima quando operando no Setor I, dificultando uma rápida resposta dinâmica. Por outro lado, o Setor II apresenta comportamento de fase mínima, liberando e absorvendo energia cinética nos transitórios em favor do objetivo do controle. O Setor II implica em maior velocidade de rotação, a qual está quadraticamente relacionada com a energia cinética acumulada.

A análise anterior é realizada com o sistema em malha aberta. Os próximos capítulos trazem detalhes sobre o comportamento em malha fechada através de simulações de transitórios de carga na microrrede. O próximo capítulo apresenta a definição da planta a ser controlada e a técnica de controle aplicada nas simulações.

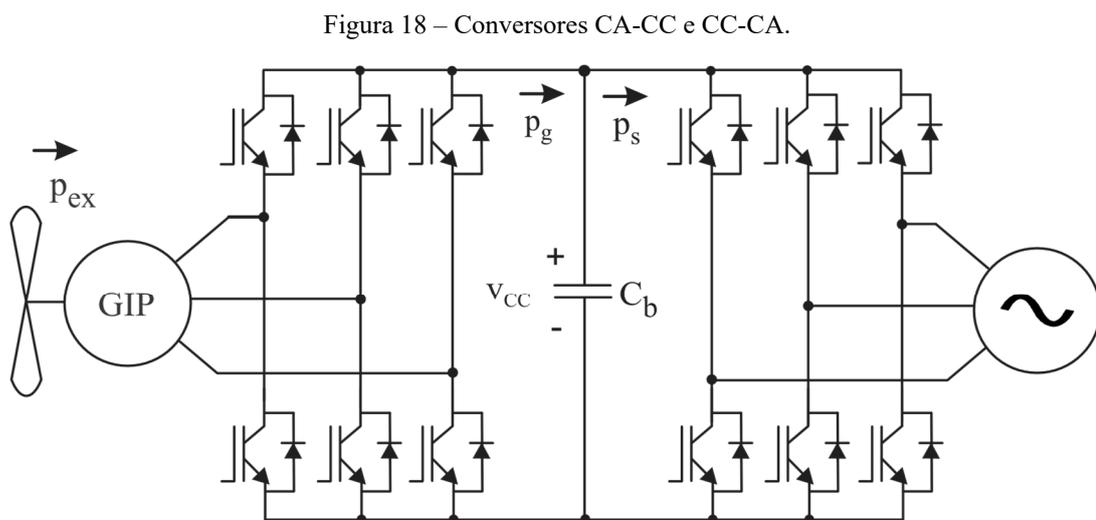
4 CONTROLE DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

De modo geral, sistemas de controle aplicados a turbinas eólicas consistem em sensores, atuadores, conversores de potência e *software*. Geralmente existem dois níveis de controle, o controle supervisor e o controle em malha fechada (PARDALOS *et al.*, 2013). O controle supervisor define como e quando a turbina é levada de um modo de operação para outro. Exemplos de modo de operação são: espera (do inglês, *stand by*), inicialização, produção de energia, desligamento e desligamento por falta. Controle em malha fechada é normalmente um sistema que continuamente se ajusta para seguir algum padrão pré-fixado, referência ou característica. Exemplos de malhas são: controle do ângulo das pás, controle do torque/velocidade e controle de guinada (PARDALOS *et al.*, 2013).

Este capítulo apresenta a definição da planta a ser controlada em malha fechada e detalha a utilização do Regulador Linear Quadrático com ação integral para controlar o sistema eólico. O controle do barramento CC será realizado através do controle de velocidade da turbina.

4.1 DEFINIÇÃO DA PLANTA E OBJETIVO DO CONTROLE

A planta (sistema de geração eólica) a ser controlada está ilustrada na Figura 18. O controle de velocidade do gerador é realizado por um retificador controlado por largura de pulsos, *Pulse Width Modulated (PWM) Rectifier (CA-CC)*, enquanto que a conexão com o barramento CA é realizada por um Inversor PWM (CC-CA).

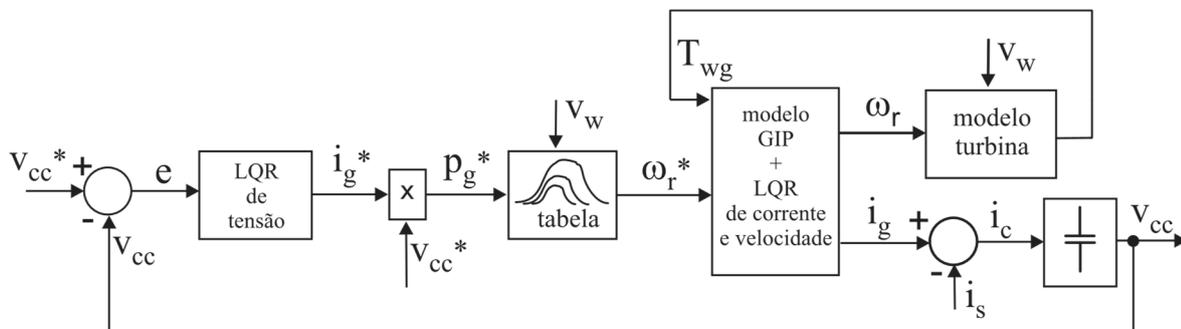


Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

O esforço em controle desta tese está centralizado no conversor CA-CC, enquanto o conversor CC-CA foi implementado simplificada por uma constante de inclinação (K_d). Esta constante é medida em watts por desvio de frequência (W/Hz), representando o quão agressivo é o controle do conversor CC-CA.

O diagrama de blocos proposto para o controle do barramento CC em função da velocidade do gerador está ilustrado na Figura 19. A malha de controle de tensão do barramento CC gera a referência de velocidade (ω_r^*) para a malha de controle de velocidade do GIP. A saída do controlador do barramento CC gera uma corrente de referência (i_g^*), a qual multiplicada pela tensão de referência gera a referência de potência (p_g^*). O bloco denominado “tabela” representa o modelo tabelado (Apêndice D) da turbina eólica, o qual considera a velocidade do vento e a potência da turbina como entrada enquanto propicia ω_r^* na saída. O controlador de velocidade do gerador segue a referência de velocidade (ω_r^*) tratando o torque da turbina (T_{wg}) como perturbação. O bloco que representa o modelo da turbina eólica tem o torque gerado (T_{wg}) como saída e velocidade de rotação (ω_r) e velocidade do vento (v_w) como entradas, seguindo a relação definida pela Equação (6). Por fim, o barramento CC é carregado pela corrente gerada (i_g) e descarregado pela corrente de saída (i_s) (ENGLEITNER *et al.*, 2016).

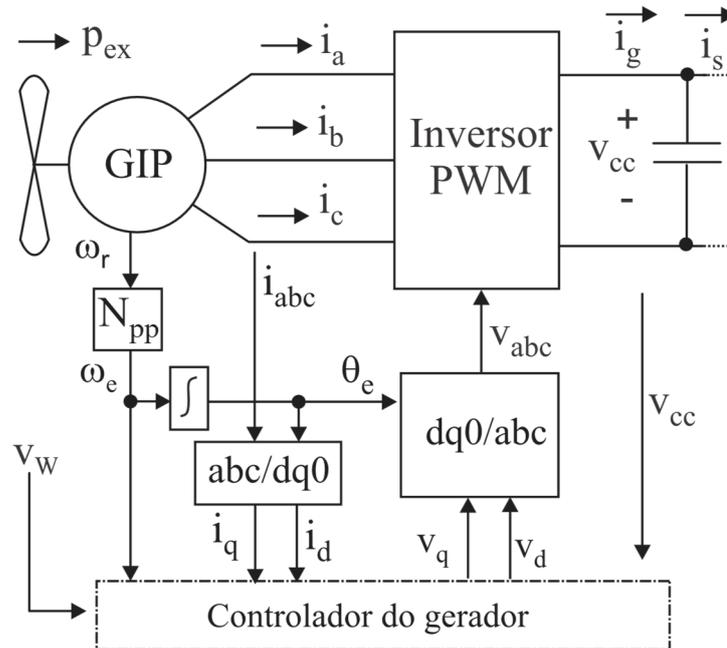
Figura 19 – Diagrama de blocos de controle do sistema de conversão eólica.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

As malhas de corrente e velocidade do gerador são implementadas através de Reguladores Lineares Quadráticos e controle orientado pelo campo (do inglês, *Field Oriented Control* - FOC) em coordenadas $dq0$, conforme a Figura 20. Para fins de simplificação do estudo, foi considerada a presença de sensor de velocidade ao invés da usual implementação de observadores.

Figura 20 – FOC aplicado ao GIP.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Neste sistema de controle, o bloco do controlador do gerador é constituído por múltiplos reguladores lineares quadráticos com a adição de integradores de forma a seguirem referências de tensão, velocidade e corrente.

4.2 REGULADOR LINEAR QUADRÁTICO

Considera-se um sistema MIMO, linear e invariante no tempo, controlável, definido na forma

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad e \quad y = Cx, \quad (32)$$

onde $x \in \mathbb{R}^m$, $u \in \mathbb{R}^n$ e $y \in \mathbb{R}^q$ são os vetores de estados, entradas e saídas, enquanto A , B e C são matrizes de dimensões $m \times m$, $m \times n$ e $q \times m$ respectivamente. Este sistema pode ser representado em tempo discreto com retenção de ordem zero (ZOH), do inglês *Zero Order Hold*, com período de amostragem T_s , na forma

$$x(k+1) = A_d x(k) + B_d u(k) \quad e \quad y(k) = C_d x(k), \quad (33)$$

onde

$$A_d = e^{AT_s}, \quad B_d = A^{-1}(e^{AT_s} - I)B \quad e \quad C_d = C, \quad (34)$$

sendo A uma matriz não singular (OGATA, 1994).

A lei de controle do LQR é dada pela equação

$$u(k) = -Fx(k). \quad (35)$$

A função custo que deve ser minimizada de forma a limitar a energia dos estados e da ação de controle é dada pela equação

$$J = \frac{1}{2} \sum_{k=0}^{\infty} \{x^T(k)Qx(k) + u^T(k)Ru(k)\}, \quad (36)$$

onde Q é uma matriz hermitiana ou real simétrica e definida positiva (ou semidefinida positiva) $m \times m$ e R é uma matriz hermitiana ou real simétrica definida positiva $n \times n$, as quais ponderam a energia dos estados e do sinal de controle, respectivamente. A matriz de ganhos

$$F = [B_d^T P B_d + R]^{-1} B_d^T P A_d, \quad (37)$$

pode ser obtida resolvendo-se a equação algébrica de Ricatti (PHILLIPS e NAGLE, 1995), cujo algoritmo é dado por

$$P = A_d^T P A_d - A_d^T P B_d [R + B_d^T P B_d]^{-1} B_d^T P A_d + Q. \quad (38)$$

4.3 LQR APLICADO AO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

O modelo do GIP previamente definido pelas Equações (16) e (24) em tempo contínuo, ao ser reescrito na forma da Equação (33), com linearização do termo ω_e , resulta em

$$x_1 = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ \omega_e \end{bmatrix}, u_1 = \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ T_{wg} \end{bmatrix}, y_1 = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ \omega_e \end{bmatrix}, \quad (39)$$

$$A_1 = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{L_d} & \frac{\overline{\omega_e} L_q}{L_d} & 0 \\ \frac{\overline{\omega_e} L_d}{L_q} & \frac{-R_s}{L_q} & \frac{k_m}{L_q} \\ 0 & \frac{-N_{pp} k_t}{J_{te}} & \frac{-b_m}{J_{te}} \end{bmatrix}, B_1 = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_q} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{N_{pp}}{J_{te}} \end{bmatrix} \text{ e } C_1 = [I]_{3 \times 3}, \quad (40)$$

onde o subíndice 1 se refere a matrizes e estados relacionados ao subsistema gerador. O termo ω_e foi considerado constante para simplificar o modelo e as simulações. Os efeitos desta simplificação se mostraram irrelevantes na análise detalhada no Apêndice B.

Sendo o problema em questão um problema de rastreamento, onde o controlador segue uma referência, é necessário que o modelo da planta contenha informações sobre o erro de rastreamento. O Regulador Linear Quadrático com parcela Integral (LQI) é baseado no LQR com a adição de um ou mais integradores de forma a permití-lo seguir referências. Um dos métodos apresentados por Ogata (1994) para representar este sistema aumentado é baseado na adição do estado w na forma

$$w(k+1) = w(k) + r(k) - y(k), \quad (41)$$

onde $r(k) \in \mathbb{R}$ é a referência para o estado $w(k)$.

Para a estratégia de controle de velocidade do gerador ilustrada na Figura 20 (FOC), são necessários dois estados adicionais para seguir as referências de i_d e ω_e , definidos como w_{id} e $w_{\omega e}$ respectivamente. O estado w_{id} é regulado em zero, enquanto o estado $w_{\omega e}$ é regulado de acordo com a necessidade de geração de potência para manter o barramento CC. O valor de i_q é consequência do valor de velocidade, pois é proporcional à corrente gerada. Discretizando-se o sistema formado por (39) e (40) na forma (33), com a adição de dois estados ao modelo, se obtém um modelo aumentado (ξ_1) definido por

$$\xi_1(k+1) = A_{\xi_1} \xi_1(k) + B_{\xi_1} u_1(k) + R_{m1} r_1(k) \text{ e } y_1(k) = C_{\xi_1} \xi_1(k), \quad (42)$$

onde

$$\xi_1(k) = \begin{bmatrix} i_d(k) \\ i_q(k) \\ \omega_e(k) \\ w_{id}(k) \\ w_{\omega e}(k) \end{bmatrix}, \quad u_1(k) = \begin{bmatrix} v_d(k) \\ v_q(k) \\ T_{wg}(k) \end{bmatrix}, \quad y_1(k) = \begin{bmatrix} i_d(k) \\ i_q(k) \\ \omega_e(k) \end{bmatrix}, \quad (43)$$

e as matrizes A_{ξ_1} , B_{ξ_1} , C_{ξ_1} e R_{m1} são definidas como

$$A_{\xi 1} = \begin{bmatrix} A_{1d_3 \times 3} & 0_{3 \times 1} & 0_{3 \times 1} \\ -C_{id} & 1 & 0 \\ -C_{\omega e} & 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{1d11} & A_{1d12} & A_{1d13} & 0 & 0 \\ A_{1d21} & A_{1d22} & A_{1d23} & 0 & 0 \\ A_{1d31} & A_{1d32} & A_{1d33} & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad (44)$$

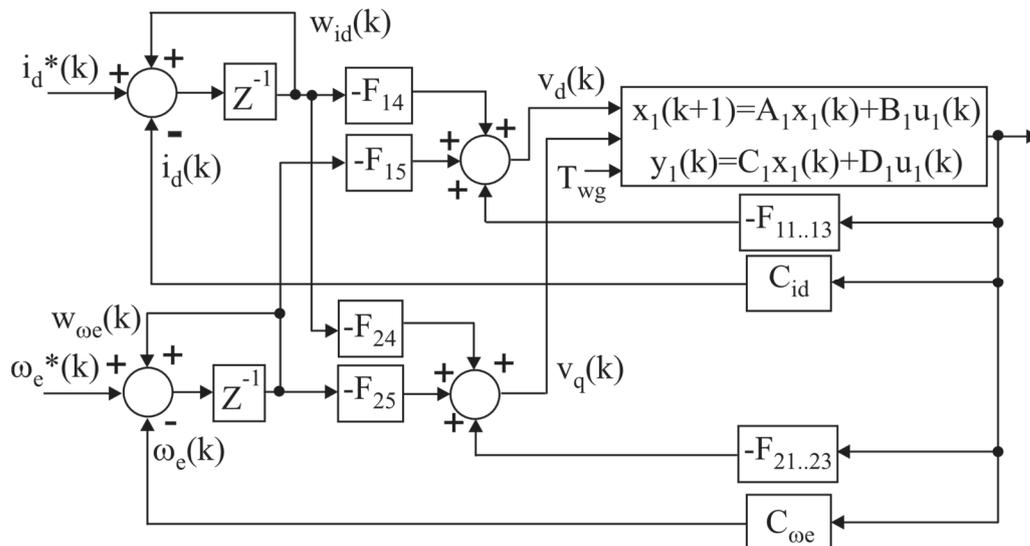
$$B_{\xi 1} = \begin{bmatrix} B_d \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{1d11} & B_{1d12} & B_{1d13} \\ B_{1d21} & B_{1d22} & B_{1d23} \\ B_{1d31} & B_{1d32} & B_{1d33} \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad (45)$$

$$C_{\xi 1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \text{ e } R_{m1} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad (46)$$

considerando que o subíndice *1d* representa a versão discretizada das matrizes da Equação (40).

O diagrama de blocos que ilustra a técnica LQI aplicada ao controle de velocidade e correntes do GIP está ilustrado na Figura 21.

Figura 21 – Diagrama de blocos do LQI aplicado ao controle de velocidade do GIP.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

O LQI é composto por ganhos de realimentação para os estados do modelo ($F_{11...23}$) e para os erros (F_{14} , F_{15} , F_{24} e F_{25}), formando a matriz de ganhos F . A matriz F é calculada através da Equação (37) a partir da escolha das matrizes $Q_{\xi l}$ e $R_{\xi l}$, definidas como

$$Q_{\xi 1} = \begin{bmatrix} Q_{11(id)} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Q_{22(iq)} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Q_{33(\omega e)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Q_{w(id)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Q_{w(\omega e)} \end{bmatrix}, \quad (47)$$

$$R_{\xi 1} = \begin{bmatrix} R_{11(id)} & 0 & 0 \\ 0 & R_{22(iq)} & 0 \\ 0 & 0 & R_{33(\omega e)} \end{bmatrix}.$$

O controlador da tensão de barramento foi implementado utilizando a mesma estrutura (LQI) descrita acima, porém em uma malha separada. Foi assumido que sua dinâmica é muito mais lenta do que as das malhas internas. Esta diferença de dinâmicas deve ser garantida através da seleção das matrizes Q e R . O sistema de controle em espaço de estados para a tensão do barramento CC (subíndice 2) é dado por

$$x_2 = [v_{cc}], \quad u_2(t) = \begin{bmatrix} i_g \\ i_s \end{bmatrix}, \quad y_2(t) = [v_{cc}], \quad (48)$$

$$A_2 = [1], \quad B_2 = \begin{bmatrix} 1 \\ C_b \end{bmatrix} \text{ e } C_2 = [1]. \quad (49)$$

O sistema de controle aumentado, discretizado, é definido por

$$\xi_2(k+1) = A_{\xi_2} \xi_2(k) + B_{\xi_2} u_2(k) + R_{m_2} r_2(k) \text{ e } y_2(k) = C_{\xi_2} \xi_2(k), \quad (50)$$

onde

$$\xi_2(k) = \begin{bmatrix} v_{cc}(k) \\ w_v(k) \end{bmatrix}, \quad u_2(k) = \begin{bmatrix} i_g(k) \\ i_s(k) \end{bmatrix} \text{ e } y_2(k) = [v_{cc}(k)], \quad (51)$$

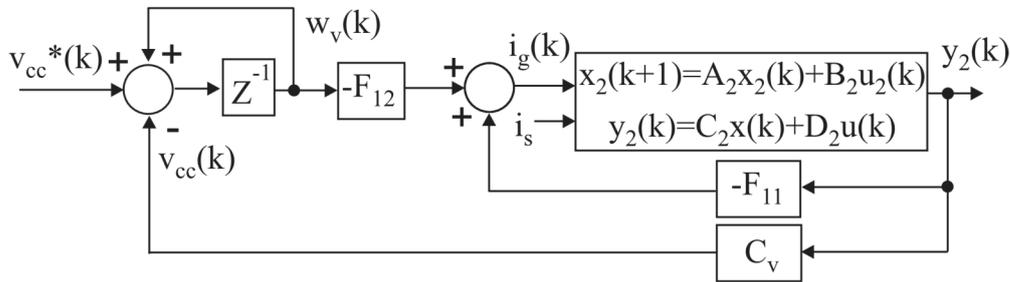
enquanto

$$A_{\xi 2} = \begin{bmatrix} A_{2d_{1 \times 1}} & 0 \\ -C_v & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{2d_{11}} & 0 \\ -1 & 1 \end{bmatrix}, \quad (52)$$

$$B_{\xi 2} = \begin{bmatrix} B_{2d_{11}} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad C_{\xi 2} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \text{ e } R_{m2} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}.$$

O diagrama de blocos que descreve o controle LQI aplicado à malha de tensão do barramento CC é ilustrado na Figura 22.

Figura 22 – Diagrama de blocos do LQI aplicado ao controle do barramento CC.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

As matrizes $Q_{\xi 2}$ e $R_{\xi 2}$ para este sistema aumentado são dadas por,

$$Q_{\xi 2} = \begin{bmatrix} Q_{1(v)} & 0 \\ 0 & Q_{w(v)} \end{bmatrix} \text{ e } R_{\xi 2} = \begin{bmatrix} R_{1(v)} \end{bmatrix}, \quad (53)$$

sendo $Q_{w(v)}$ relacionado ao estado adicionado para seguir a referência de tensão do barramento.

4.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Foi proposto um sistema de controle em cascata para controlar um sistema de geração eólica modelado por partes. A parte interna, denominada subsistema 1, contempla o gerador e suas malhas de corrente e de velocidade. A parte externa, definida como subsistema 2, inclui o barramento CC e o controlador de tensão deste barramento.

Por não haver a integração destes dois subsistemas em um único sistema em espaço de estados, é necessário obter os ganhos dos dois controladores LQR separadamente. Para que esses dois subsistemas operem sem que ocorra instabilidade em malha fechada, é necessário buscar matrizes Q e R que resultem em dinâmicas distintas entre os dois subsistemas. Busca-se normalmente ao menos uma década de diferença entre as respectivas dinâmicas. As malhas

mais rápidas são as de corrente seguidas da malha de velocidade. A mais lenta é a malha externa que controla o barramento CC.

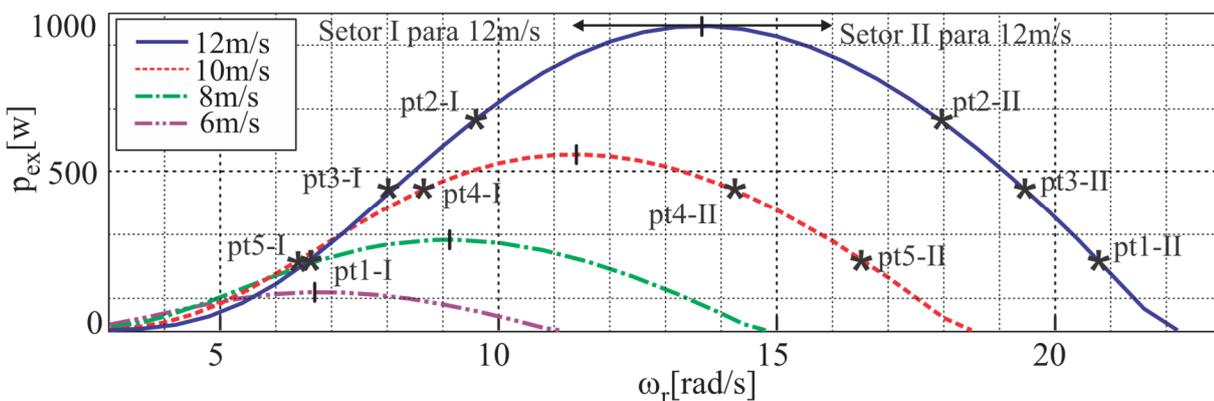
5 ANÁLISE DINÂMICA DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

Este capítulo apresenta simulações realizadas em malha fechada com o objetivo de avaliar o controle proposto no capítulo anterior e comparar o comportamento dinâmico do sistema eólico operando nos diferentes setores (I e II). Para avaliar o efeito do setor de operação perante outras variáveis do sistema de geração eólica, o Capítulo 5 traz uma estratégia de análise multivariável utilizando DOEs.

5.1 ANÁLISE DINÂMICA PARA DIFERENTES SETORES E CAPACITORES DE BARRAMENTO

Para avaliar o controle proposto e o comportamento descrito referente aos setores, o sistema foi simulado conforme o diagrama de blocos da Figura 19. As simulações foram estruturadas em pontos específicos de operação (velocidade e potência), detalhados na Figura 23 (ENGLEITNER *et al.*, 2016). Os pontos pt1-I e pt1-II têm o mesmo nível de potência e a mesma velocidade do vento, mas diferentes setores, I e II respectivamente. A mesma relação é válida para os pontos pt2, pt3, pt4 e pt5.

Figura 23 – Curva de potência para diferentes velocidades de vento e de rotação.



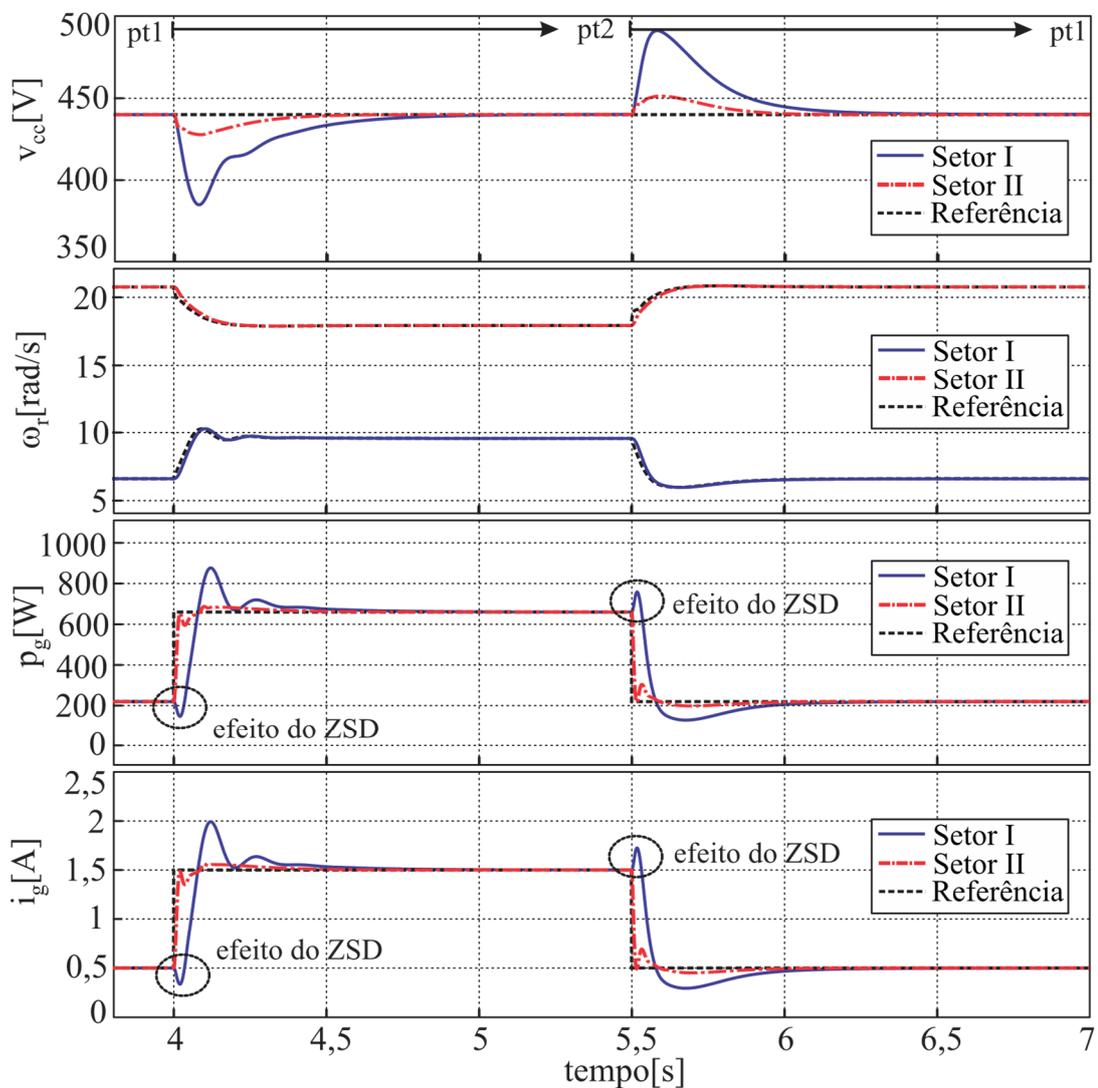
Fonte: Elaborada pelo autor, 2019.

Em um primeiro momento, duas turbinas iguais, uma no Setor I e a outra no Setor II, foram movidas do ponto pt1 (I e II) para pt2 (I e II) e retornaram ao ponto pt1 (I e II). A tensão de barramento resultante (v_{cc}), a velocidade do eixo (ω_r), a potência gerada (p_g) e a corrente gerada (i_g) para a velocidade do vento de 12 m/s são ilustradas na Figura 24. Pode ser observado que a oscilação em v_{cc} durante o transitório é consideravelmente menor no Setor II. Isso ocorre devido ao efeito de fase não mínima no Setor I descrito anteriormente. A corrente i_g para o Setor I mostra este efeito quando reduz inicialmente em $t=4$ s enquanto deveria aumentar de acordo

com o esperado por parte do barramento CC. Uma simulação equivalente foi realizada para velocidade do vento de 10m/s, movendo as turbinas entre os pontos pt5 e pt4. Os mesmos efeitos são observados conforme ilustrado na Figura 25.

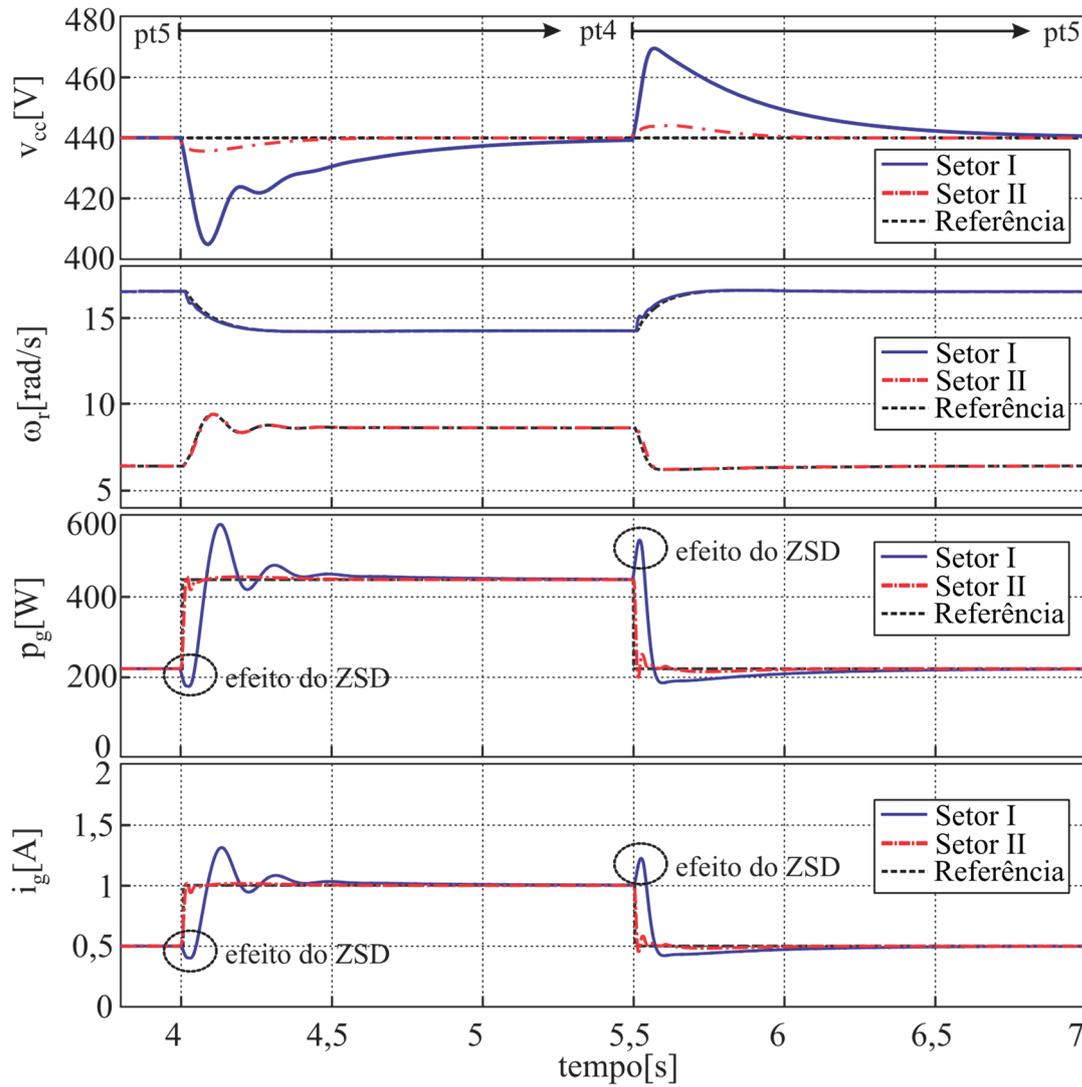
A influência do capacitor de barramento foi testada variando o valor de capacitância enquanto movendo as turbinas na sequência pt1→pt2→pt1. Os resultados podem ser evidenciados na Figura 26. O efeito do ZSD no Setor I é maior para capacitores menores, mas se torna bem próximo do comportamento do Setor II para capacitores maiores.

Figura 24 – Comparação de resposta transitória nos setores I e II para degrau de carga com $v_w=12$ m/s.



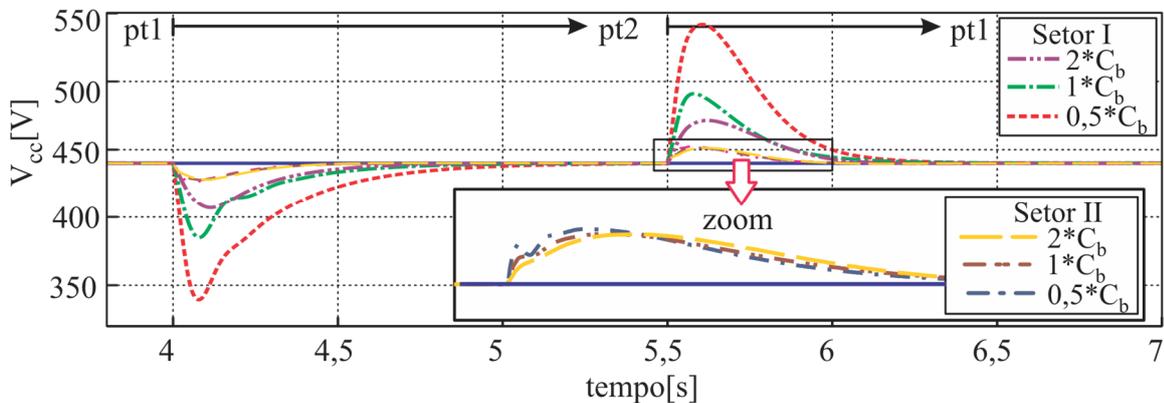
Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Figura 25 – Comparação de resposta transitória nos setores I e II para degrau de carga com $v_w=10$ m/s.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

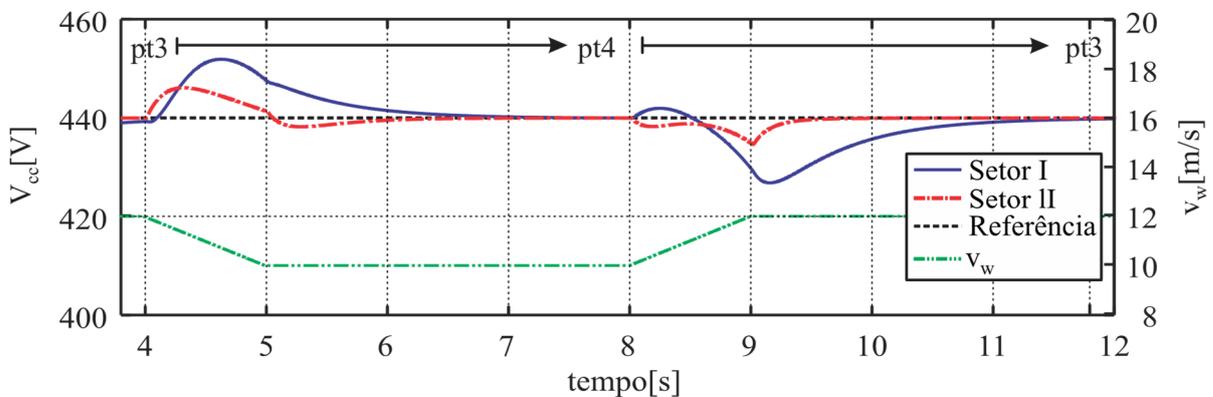
Figura 26 – Regulação do barramento CC para degraus de carga no Setor I e Setor II com diferentes capacitores de barramento e $v_w=12$ m/s.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Além de variações de carga, os sistemas eólicos sofrem variações na velocidade do vento. De acordo com normas internacionais para projeto de turbinas eólicas (IEEE 1547-2, 2008), a flutuação na velocidade do vento ocorre na casa de segundos. Com isso, variações na velocidade do vento foram avaliadas com a aplicação de rampas, as quais seguiram a sequência pt3→pt4→pt3 (I e II). A Figura 27 mostra as formas de onda para esta condição. Observa-se que os transitórios no Setor II são menores que no Setor I, mesmo sendo a distância em ω_r entre os dois pontos pt3-II e pt4-II maior do que no Setor I.

Figura 27 – Regulação do barramento CC para variação de velocidade do vento em diferentes setores e $i_s=1$ A.



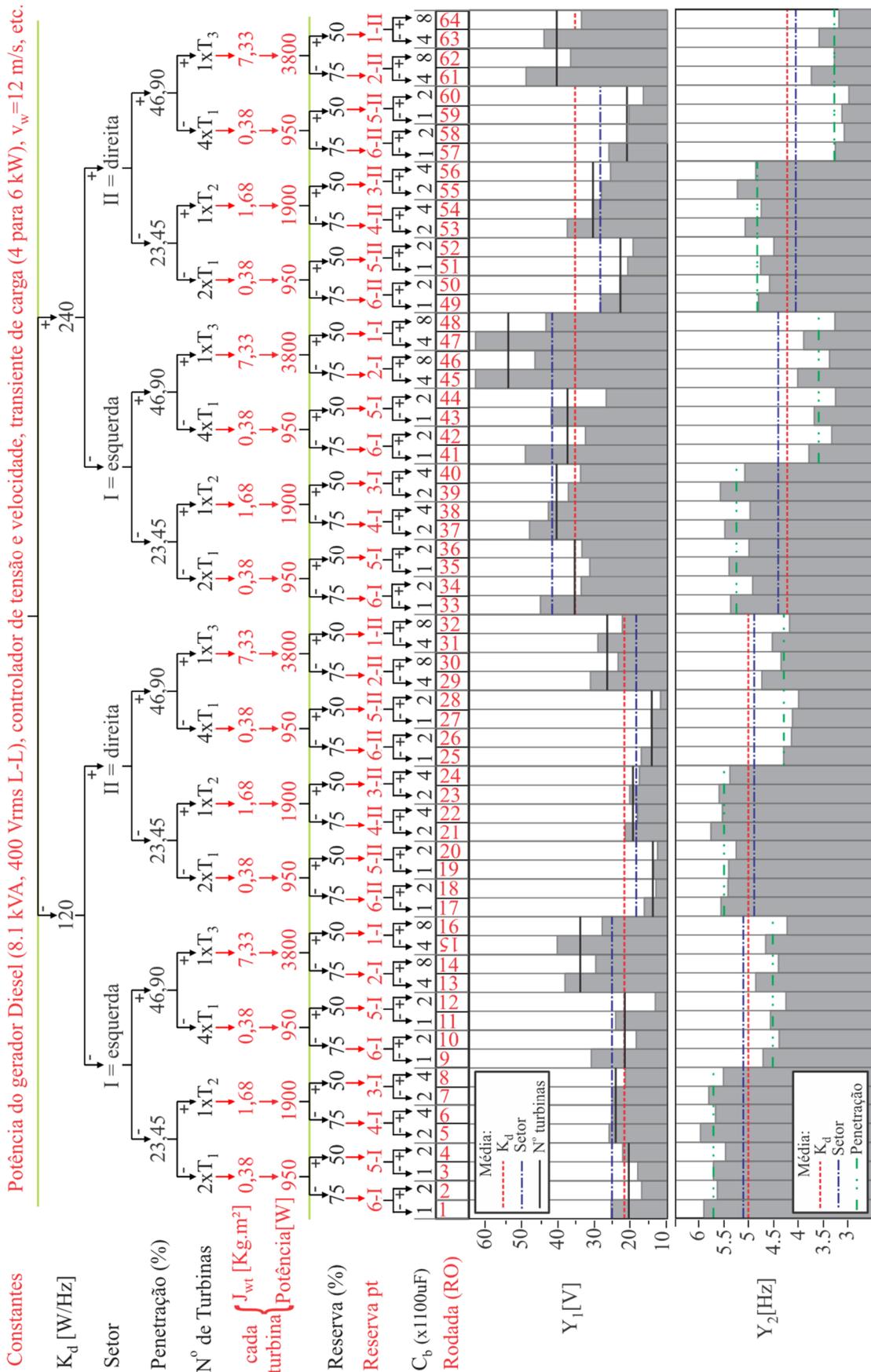
Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

As simulações anteriores foram executadas com os ganhos de controle obtidos visando o transitório mais rápido para cada setor. Estes ganhos foram obtidos através do método de tentativa e erro. Apesar do efeito do setor de operação ser notório, poucas variáveis foram consideradas, variando-se uma por vez, sem análise de interações entre elas ou com outras variáveis do sistema.

5.2 ANÁLISE DINÂMICA MULTIVARIÁVEL DO SISTEMA DE CONVERSÃO EÓLICA INSERIDO EM UMA MICRORREDE

Com o objetivo de avaliar a relação entre as múltiplas variáveis do sistema e o desempenho de suporte de frequência para a microrrede da Figura 2, múltiplas rodadas de simulação foram implementadas, varrendo-se as variáveis de interesse de acordo com a estrutura da Figura 28 (ENGLEITNER *et al.*, 2018). Esta estrutura segue o conceito de DOE (do inglês, *Design of Experiment*), mantendo alguns parâmetros constantes, manipulando outros e medindo as respostas (MONTGOMERY, 2012). Uma explicação detalhada sobre DOEs pode ser encontrada no Apêndice A.

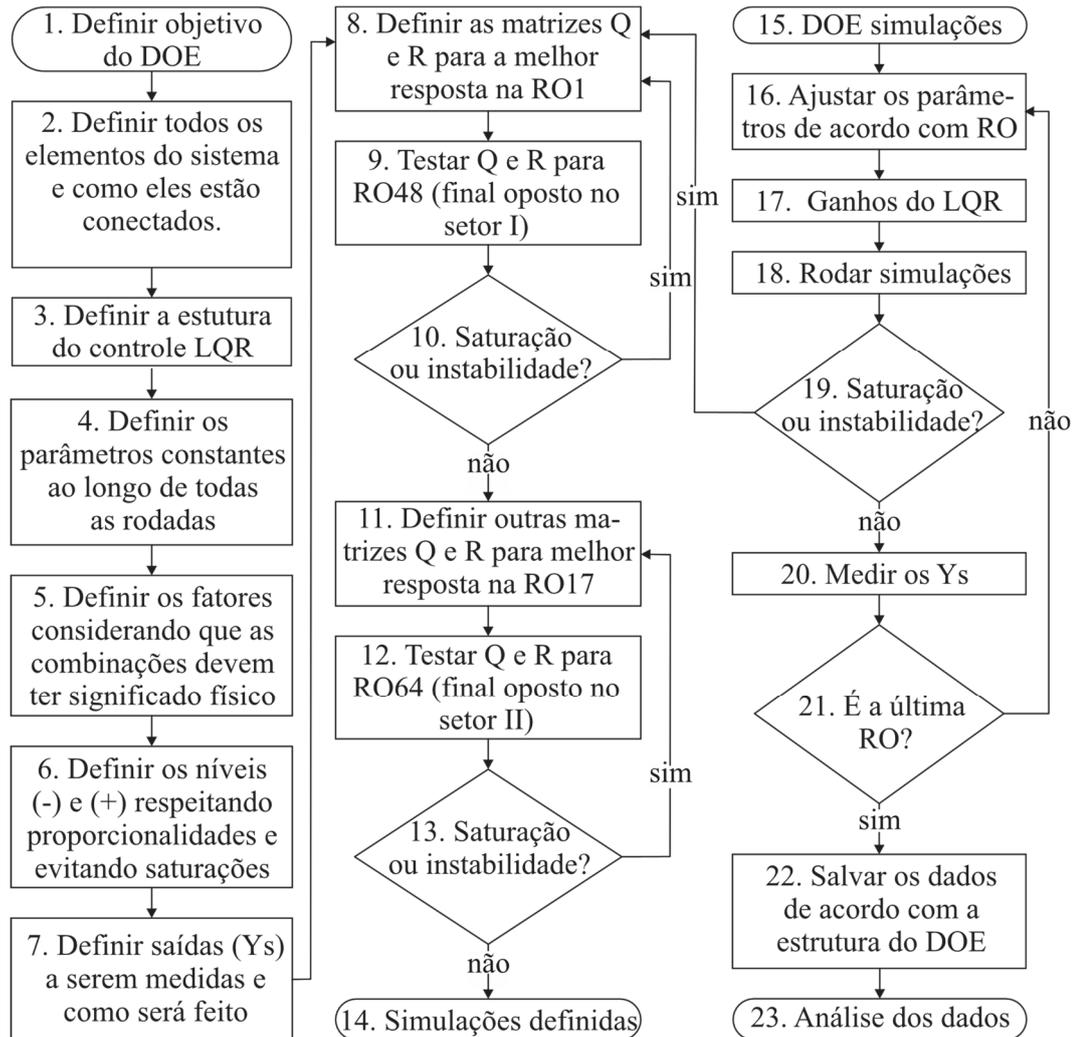
Figura 28 – Configurações de simulação e resultados para Y_1 e Y_2 .



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A estrutura do DOE para análise da microrrede foi definida de acordo com o fluxograma da Figura 29, seguindo os passos 1 a 14. Primeiramente, para o objetivo do experimento, os elementos do sistema (Figura 2) e a estrutura do controlador LQR (Figura 21 e Figura 22) foram definidos, atendendo aos requisitos dos três primeiros passos.

Figura 29 – Fluxograma considerado para definir e executar o DOE.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

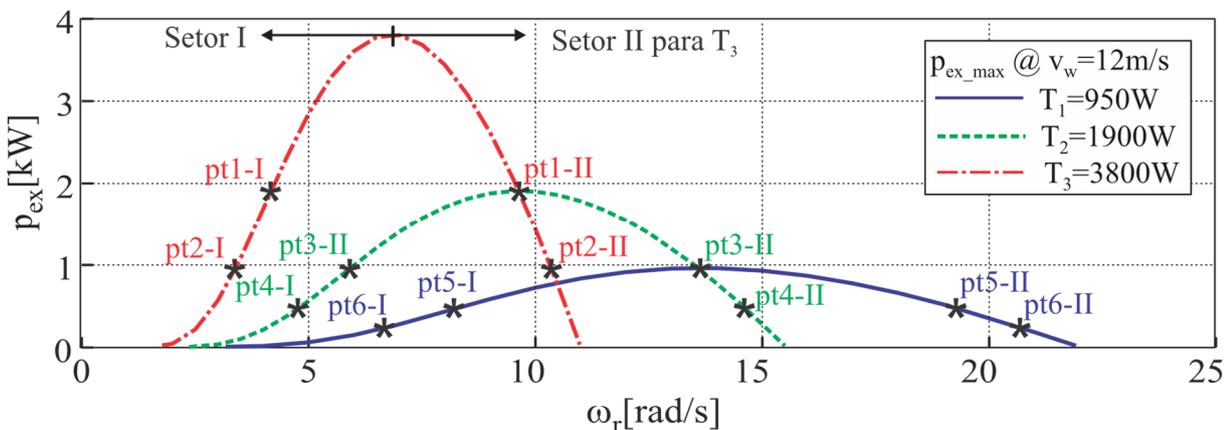
No passo 4, os parâmetros constantes foram definidos. Eles são especificados na primeira linha da árvore e representam as condições de contorno repetidas em todas as rodadas de simulação e cujos efeitos não foram avaliados no DOE. Dentre as constantes, tem-se o degrau de carga (6kW para 4kW), modelo e controle do gerador diesel, velocidade do vento (12m/s), topologia da microrrede e dos conversores de potência, dentre outros parâmetros não visíveis na árvore, mas que fazem parte do sistema eólico estudado.

Os parâmetros manipulados (fatores) estão representados na árvore experimental da segunda linha em diante. A definição destes (passo 5) deve garantir que todas as configurações (1 a 64) sejam proporcionais entre si e que façam sentido fisicamente. O primeiro fator manipulado (K_d) representa o quão agressivo é o controle do conversor CC-CA. Ele é simplificado por uma constante de inclinação (do inglês, *droop constant*) em watts por desvio de frequência (W/Hz). O segundo fator é o setor de operação das turbinas, previamente definido na Figura 15. O terceiro fator representa o nível de penetração eólica na microrrede, definido como a potência máxima eólica pela potência máxima do gerador a diesel. O quarto fator representa o número de turbinas operando na microrrede, com o objetivo de comparar múltiplas turbinas pequenas com uma única maior equivalente. O quinto fator representa a reserva de potência em comparação com a potência nominal, o qual corresponde ao ponto de operação em regime permanente antes do transitório ser aplicado. O sexto fator é o valor do capacitor de barramento CC.

No passo 6, os níveis para cada fator foram definidos. Este processo foi realizado cuidadosamente para evitar saturações nas variáveis do sistema ao longo dos transitórios, assim como respeitar a proporcionalidade e ortogonalidade do DOE (MONTGOMERY, 2012). Detalhes sobre ortogonalidade podem ser obtidos no Apêndice A.

Iniciou-se definindo a configuração padrão para o Setor I (RO1), a qual tem duas turbinas T_1 , cada uma com um barramento CC de $1100 \mu\text{F}$ e um conversor CC-CA com $K_d=120$ W/Hz. As turbinas operam no Setor I com uma reserva de potência de 75%, representada pelo ponto pt6-I na Figura 30.

Figura 30 – Curvas de potência das turbinas e pontos iniciais de operação.

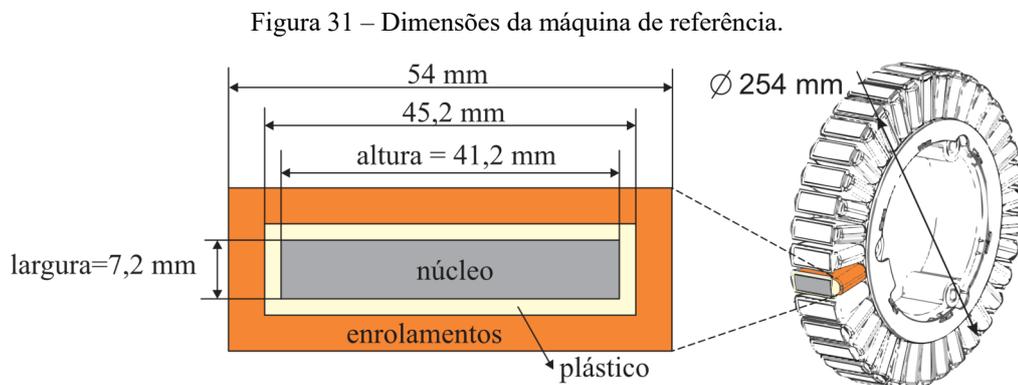


Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Existe uma configuração equivalente operando no Setor II, a qual está representada por pt6-II e é definida como RO17. Todas as outras rodadas são múltiplas de RO1 e RO17, seguindo a lógica descrita acima.

Para observar o comportamento do sistema com os fatores e níveis propostos, uma avaliação preliminar foi realizada testando-se as configurações com todos os fatores em nível (-) e todos em nível (+) na árvore experimental da Figura 28. Sendo estas duas condições estáveis e sem saturação, existe uma tendência de que as demais também sejam. Porém, estas duas condições nem sempre cobrem as demais, pois interações ou definição equivocada dos níveis podem trazer comportamentos inesperados.

Para respeitar as proporcionalidades, três turbinas distintas foram consideradas ao longo das simulações, definidas como T₁, T₂ e T₃, com potências nominais de 950 W, 1800 W e 3800 W respectivamente. Cada turbina tem uma gama de variação de velocidade como mostrado na Figura 30, tendo cada uma a sua constante de inércia, aproximadamente calculada através da Equação (30). As turbinas T₂ e T₃ foram derivadas como sendo múltiplas de T₁ de acordo com seus respectivos níveis de potência. A principal suposição para obter os parâmetros de T₂ e T₃ foi que todas elas devem propiciar a mesma constante de EMF nas respectivas velocidades nominais. Isso implica em diferentes λ_m e k_t , os quais foram proporcionalmente calculados a partir de T₁. Conhecendo os valores de λ_m e k_t derivados, a área do núcleo foi calculada aumentando proporcionalmente a altura do núcleo e mantendo a largura constante. O número de voltas se manteve constante entre as três máquinas e o diâmetro do fio foi aumentado de forma a manter a perdas no cobre na mesma proporção de T₁. O raio dos geradores foi aumentado proporcionalmente para as novas bobinas, não se considerando custo ou otimização de volume, que não é o objetivo desta tese. A máquina de referência está ilustrada na Figura 31 e os parâmetros para os três GIPs estão listados na Tabela 2.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Tabela 2 – Parâmetros dos GIPs simulados.

Parâmetros	T ₁	T ₂	T ₃	Unit
Pico da tensão de linha	440	440	440	V
Velocidade nominal	13,8	9,2	6,9	rad/s
Pares de polos (N_{pp})	21	21	21	-
Largura do núcleo	7,2	7,2	7,2	mm
Altura do núcleo	41,2	61,8	82,4	mm
Resistência do estator (R_s)	4,48	2,30	1,17	Ω
Diâmetro do condutor	1	1,7	2,9	p.u.
Indutâncias do estator ($L_{\bar{d}}=L_q$)	54,8	82,2	109,6	mH
Constante de torque (k_t)	7,82	11,73	15,64	N·m/A
Constante de fluxo (λ_m)	0,201	0,301	0,402	V.s
Momento de inércia (J_{te})	0,383	1,676	7,33	Kg·m ²
Constante de atrito (b_m)	0,0057	0,0249	0,109	N·m·s

Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A máquina de referência (T₁) consiste em um protótipo de laboratório de polos lisos capaz de gerar até 1 kW e rotacionar em até 40 rad/s antes da região de enfraquecimento de campo. Como não foi otimizada para aplicações eólicas, a velocidade da máquina e a potência não atendem apropriadamente a relação (5), resultando em uma velocidade de rotação menor do que uma turbina eólica de 1 kW operaria (conforme curvas da Figura 17). Com isso, para fins do estudo, o raio das pás foi considerado como 7 m para satisfazer o range de velocidade da máquina e a potência na saída foi reescalada em uma proporção de 1/70 para satisfazer a potência nominal da máquina. Assim, a turbina de referência fornece até 950 W para $v_w = 12$ m/s.

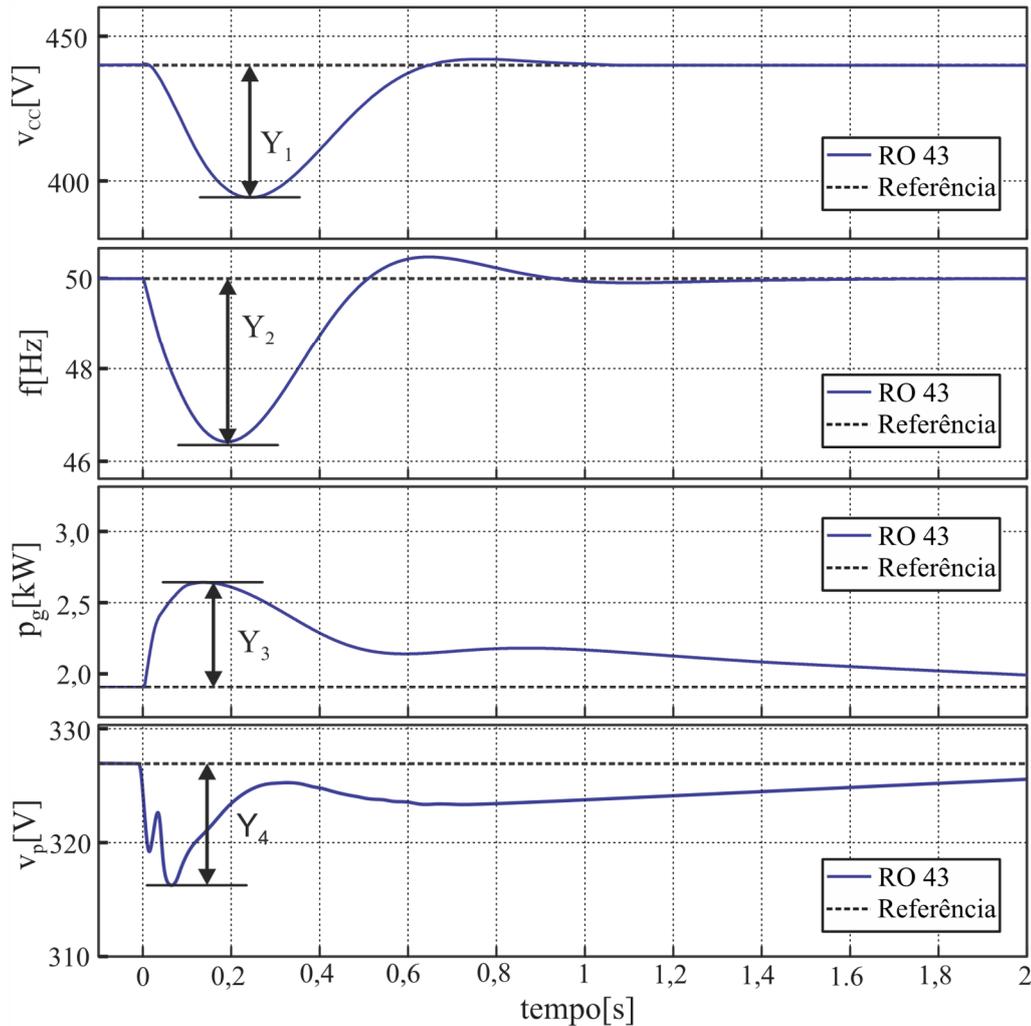
Os pontos de operação em regime permanente das turbinas para cada rodada de simulação estão apresentados na Figura 30. Estes pontos estão longe do ponto de máxima extração de potência para evitar saturação ao longo dos transitórios, o que afetaria a análise quantitativa dos resultados.

Como parte do passo 7, as variáveis de saída das simulações (Y_s) foram definidas: queda de tensão no barramento CC (Y_1) em volts; desvio de frequência no barramento CA (Y_2) em hertz; aumento na geração de potência eólica (Y_3) em watts e queda de tensão no barramento CA (Y_4) em volts. Estes valores são medidos durante um transitório de carga de 4 kW para 6 kW que ocorre com o sistema já em regime permanente. Para fins de exemplo, os Y_s para RO43 são ilustrados na Figura 32. O mesmo padrão de medição foi considerado ao longo das 64 rodadas.

No passo 8, as matrizes Q e R foram definidas para o Setor I considerando RO1 como referência. Dos passos 9 ao 10, as matrizes Q e R foram testadas para a configuração oposta (RO48). Se nenhuma instabilidade ou saturação foi encontrada, um processo equivalente foi

efetuado para o Setor II, seguindo os passos 11 a 13. As configurações das matrizes Q e R foram definidas com o objetivo de obter o transitório mais rápido para cada setor. Esta foi uma verificação preliminar, uma vez que interações poderiam trazer resultados inesperados para as outras rodadas (ROs).

Figura 32 – Definição das medições dos Y_s .



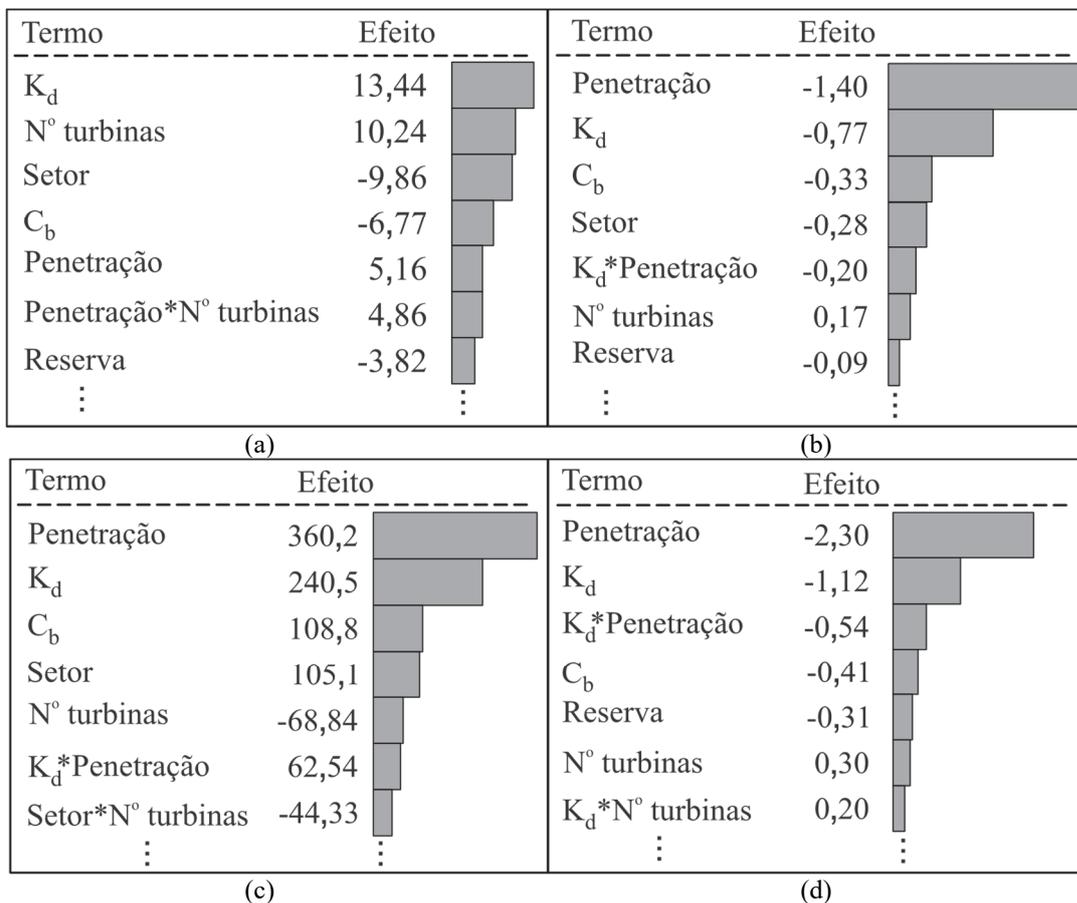
Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Uma vez que as simulações foram definidas, o DOE foi rodado de acordo com os passos 15 à 23. A estabilidade e a saturação foram observadas para cada rodada. Quando todas as simulações foram finalizadas, os dados foram analisados de forma gráfica e quantitativa. Iniciando-se com a análise gráfica, os valores de Y_1 e Y_2 para cada rodada foram inseridos abaixo da árvore do DOE. As médias dos fatores mais importantes foram inseridas nestes gráficos para suportar a análise. Considerando Y_1 , a média de K_d mostra que a queda de tensão no barramento CC é menor para $K_d(-)$, ROs 1 até 32, do que $K_d(+)$, ROs 33 até 64. Este resultado era esperado,

uma vez que um controle mais agressivo no conversor CC-CA faz com que mais energia seja drenada do barramento CC durante o transitório, aumentando a queda em v_{CC} .

O gráfico de Pareto da Figura 33(a) reforça esta conclusão, mostrando que K_d é o fator que mais afeta Y_1 , movendo a média em 13,44 V para cima ao sair de $K_d(-)$ para $K_d(+)$. O gráfico de Pareto mostra o efeito de cada fator, o qual é calculado ao se obter a média de todas as rodadas em que o fator é (+) e subtrair pela média de todas as rodadas em que ele é (-). A matemática por trás dos cálculos de ganhos está detalhada no Apêndice A. O segundo fator mais importante é o número de turbinas, o qual implica que múltiplas turbinas menores (-) proporcionam menor queda de tensão do que uma turbina maior equivalente (+). O setor vem como terceiro fator mais importante, reduzindo a média em 10,24 V ao mover do Setor I (-) para o Setor II (+), devido ao ZSD mencionado previamente. Turbinas menores têm dinâmicas mais rápidas, liberando energia cinética mais rapidamente. Além disso, operam em velocidades mais altas, ocasionando em maior energia cinética de forma relativa do que uma turbina maior equivalente. A faixa de alcance dos resultados foi de 12,15 V (RO28) até 63,05 V (RO47).

Figura 33 – Gráficos de Pareto para: (a) queda de tensão no barramento CC (Y_1); (b) queda de frequência no barramento CA (Y_2); (c) variação na potência gerada (Y_3); (d) queda de tensão no barramento CA (Y_4).



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

O principal fator para Y_2 foi o nível de penetração, pois uma alteração de 23,45 % (-) para 46,90 % (+) reduziu a queda de frequência em 1,4 Hz de acordo com a Figura 33(b). Maior penetração ocasionou em menor queda de frequência devido a malha de compensação de frequência no conversor CC-CA. O segundo fator foi K_d , o qual reduziu a queda de frequência para a configuração (+). Maiores capacitores de barramento e operação no Setor II também reduziram a queda na frequência. A faixa de alcance dos resultados foi de 3 Hz (RO60) até 6 Hz (RO5).

O Pareto para Y_3 é ilustrado na Figura 33(c). Os primeiros três fatores estão na mesma ordem de Y_2 , reforçando a relação direta entre regulação de frequência e potência ativa. Os resultados variaram de 159,29 W (RO7) até 1028,15 W (RO58). Para Y_4 , o fator principal foi a penetração, seguida de K_d , interação K_d *penetração, C_b , etc., como pode ser observado na Figura 33(d). Os resultados variaram de 10,58 V (RO60) até 16,27 V (RO53), o que se pode considerar irrelevante perante a gama de variação das demais saídas (Y_s).

A interação K_d *penetração se mostrou entre os seis fatores mais importantes para Y_2 , Y_3 e Y_4 . Esta interação mostra que quando K_d é pequeno, a penetração não afeta tanto quanto para valores altos de K_d . Isso ocorre porque quando não há compensação de frequência ($K_d=0$), penetração mais alta resulta em maiores transitórios, devido à menor inércia da microrrede.

Apesar da maioria dos outros fatores terem sido dobrados do nível (-) ao nível (+), o setor se mostrou significativo para a maioria das saídas, mostrando que é um fator importante a ser considerado na otimização do sistema de geração eólica.

5.3 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Este capítulo detalhou a análise dinâmica multivariável do sistema de conversão eólica inserido em uma microrrede. Foi proposta uma padronização através de fluxogramas para a aplicação da técnica de DOE para suportar tal análise. O método mostrou-se útil para comparar os efeitos dos múltiplos fatores considerados e suas interações. Observou-se que o setor de operação é consistentemente significativo com relação à resposta dinâmica em malha fechada perante os outros fatores incluídos na análise.

Como o número de combinações é elevado para DOEs completos, o próximo capítulo propõe a aplicação de DOEs fracionados, reduzindo o número de simulações para análises multivariável.

6 DOE FRACIONADO COMO FERRAMENTA PARA ACELERAÇÃO DA ANÁLISE DO SISTEMA E SINTONIA DO CONTROLE

Quando o número de fatores em um experimento fatorial aumenta, o número de rodadas acaba crescendo rapidamente, trazendo consigo maior tempo, custo e esforço. Entretanto, de maneira geral, interações de terceira ordem ou mais podem ser desconsideradas. Assim, pode-se obter informações sobre os efeitos principais e interações de segunda ordem através de uma fração do experimento fatorial completo (MONTGOMERY, 2012).

Estes experimentos, chamados de fatoriais fracionados, estão entre os mais usados métodos para projetos de produtos, melhoria de processos e experimentação industrial. Também conhecidos como experimentos de triagem, são geralmente utilizados no início da investigação para obter fatores que realmente interessam em um processo ou produto. Os fatores identificados como importantes são então investigados mais profundamente em experimentos subsequentes se necessário. Esta estratégia permite economizar tempo e custo, desde que se admita uma perda de resolução experimental (MONTGOMERY, 2012).

6.1 ACELERAÇÃO DE SIMULAÇÕES E ANÁLISE DE SISTEMAS

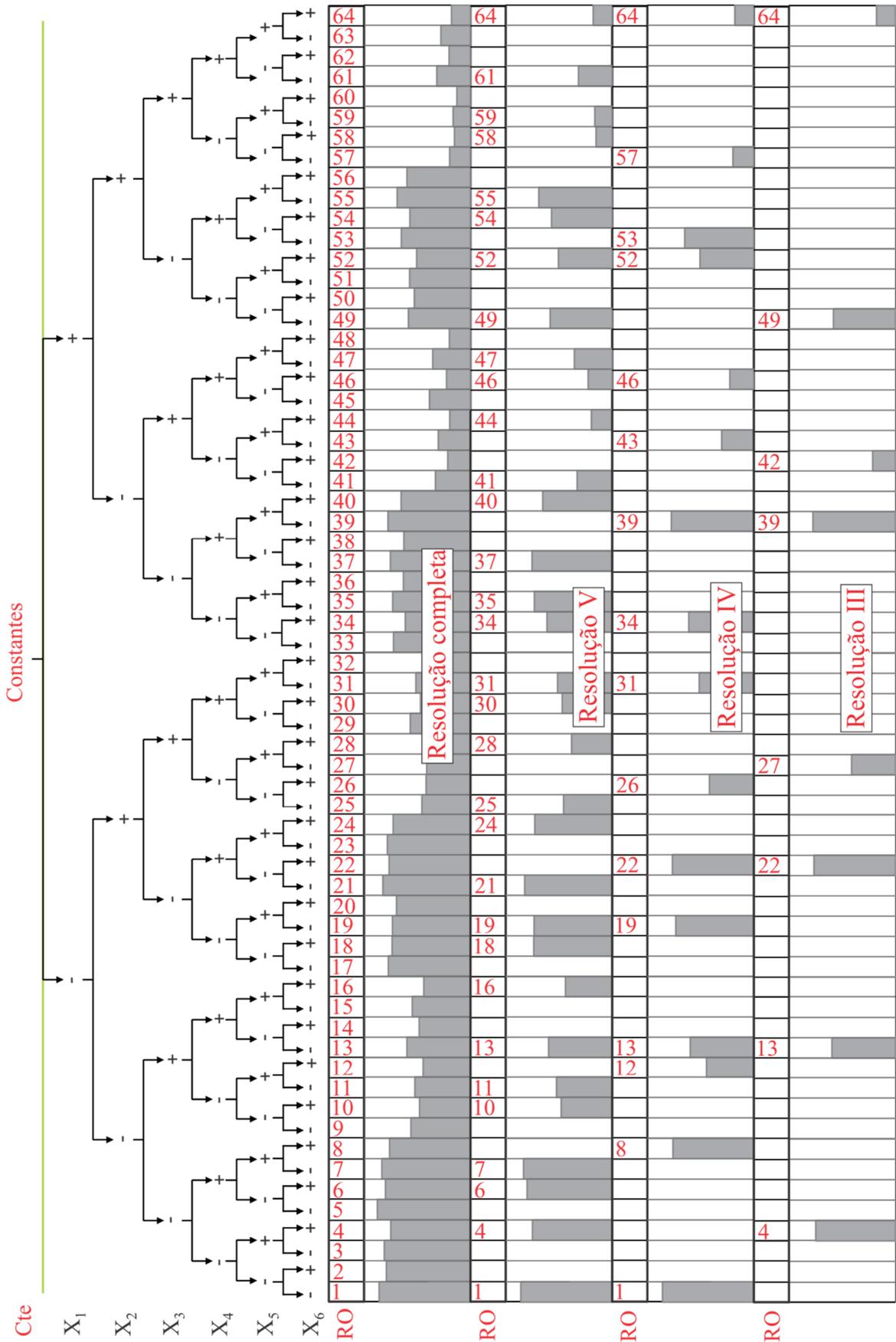
Para entendimento do experimento fracionado é necessário ter conhecimento sobre resolução experimental, a qual define o nível de confundimento de um experimento, ou o nível de fracionamento dele com relação a um experimento fatorial completo.

Uma forma prática de visualizar o significado de resolução é aplicar o conceito no experimento rodado na Figura 28 (fatorial completo). Para a resolução completa, são 64 configurações a serem simuladas, enquanto para resolução V são 32, para resolução IV são 16 e para resolução III, apenas 8. Os resultados destas simulações com diferentes resoluções estão ilustrados na Figura 34.

Observa-se que quanto menor a resolução, menor o nível de informação coletada, ou seja, menor o esforço computacional para simular e entender o sistema. Por outro lado, implica em menor qualidade das conclusões obtidas através destas coletas de dados.

Apesar de coletar menor quantidade de informação, o experimento fracionado pode ser extremamente útil, resultando em conclusões muito semelhantes às de uma análise com todas as combinações na maioria dos casos. Para o exemplo da Figura 34, obteve-se os gráficos de Pareto para as diferentes resoluções do experimento, os quais estão ilustrado na Figura 35.

Figura 34 – Tamanho do experimento e quantidade de informação para diferentes resoluções experimentais.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Figura 35 – Paretos para comparação dos resultados com diferentes resoluções experimentais.

Resolução Completa		Resolução V		Resolução IV		Resolução III	
Termo	Efeito	Termo	Efeito	Termo	Efeito	Termo	Efeito
X_3	-1,42	X_3	-1,42	X_3	-1,43	X_3	-1,50
X_1	-0,73	X_1	-0,73	X_1	-0,76	X_1	-0,73
X_6	-0,31	X_6	-0,34	X_6	-0,36	X_6	-0,50
X_2	-0,25	X_2	-0,23	$X_1 X_3$	-0,23	X_2	-0,36
$X_1 X_3$	-0,24	$X_1 X_3$	-0,21	X_2	-0,26	X_4	-0,32
X_4	-0,19	X_4	-0,18	X_4	-0,18	X_5	-0,05
X_5	-0,10	X_5	-0,09	$X_2 X_6$	-0,13	$X_1 X_2$	-0,04
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Neste caso, os resultados são bastante próximos em termos absolutos (magnitude) e relativos (ordem de significância dos fatores). Porém, quanto menor a resolução, maior o erro com relação ao experimento de referência (resolução completa). Com isso, a ordem de alguns fatores de baixa significância acaba sendo trocada. Por exemplo o fator X_2 , que é o quarto maior em três dos gráficos, mas acaba sendo o quinto em um deles. No entanto, os fatores de maior significância (X_3 , X_1 e X_6) acabam se mantendo na mesma ordem para todos os experimentos.

Apesar do exemplo não esclarecer o que há por trás do fracionamento e das resoluções, é possível entender de forma superficial no que eles implicam. Para um maior aprofundamento sobre as definições e a matemática envolvida, assim como exemplos, deve-se procurar pelo Apêndice A.

6.2 SINTONIA DO LQR ATRAVÉS DE EXPERIMENTOS FATORIAIS FRACIONADOS

Os ganhos dos controladores LQR para as simulações do sistema da Figura 28 foram obtidos através de tentativa e erro. Um enorme esforço computacional e inúmeras rodadas de simulação foram elaboradas para que se atingisse a resposta dinâmica mais rápida possível dado o processo utilizado.

Em busca de melhorar este processo e obter resultados mais rapidamente, buscou-se por soluções na literatura. Observou-se que na maioria dos trabalhos envolvendo LQR, a escolha dos parâmetros é realizada na base de tentativa e erro (KEDJAR; AL-HADDAD, 2009), porém, outros métodos também foram encontrados. Dentre os que se destacam, pode-se citar, regra de Bryson, algoritmos genéticos, algoritmos adaptativos e índices de desempenho (BRYSON, 1975; KANIESKI; CARATI; GRUNDLING, 2010; MARINO; MILANO; VASCA, 1999; MONTAGNER; CARATI; GRUNDLING, 2000).

Acredita-se que a metodologia de DOEs fracionados traz algumas vantagens com relação às técnicas mencionadas, como por exemplo, número menor de simulações para obtenção da resposta desejada e um processo transparente e organizado na escolha dos parâmetros e execução das simulações. Como não há referências sobre como implementar as simulações com esta metodologia, elaborou-se fluxogramas para documentação e compartilhamento do processo aqui desenvolvido. Um dos fluxogramas mostra como sintonizar o controle para obter um desempenho desejado (valor específico para uma variável resposta) enquanto o outro mostra como minimizar ou maximizar uma variável resposta.

6.2.1 Sintonia para obtenção de desempenho predefinido

O processo de sintonia para obtenção de desempenho desejado segue o fluxograma da Figura 36. A definição do sistema (planta e controle) e das simulações (fatores) se dá entre os passos 1 a 10. O procedimento de simulação está descrito entre as etapas 11 a 18 e o processo de regressão e sintonia entre 19 e 26.

Em um primeiro momento (passo 1), define-se o sistema a ser controlado (Figura 19) na forma de espaço de estados (Equações (42) e (50)).

Em um segundo momento (passo 2), define-se as matrizes Q e R a serem exploradas. O sistema controlado neste exemplo apresenta duas matrizes Q e duas R , conforme Equações (47) e (53), resultando em um sistema de 11 parâmetros a serem configurados. Considerando um sistema fatorial 2^{fa} , onde fa é o número de fatores, seria necessário um total de $2^{11}=2048$ rodadas para testar todas as combinações de dois níveis para cada fator.

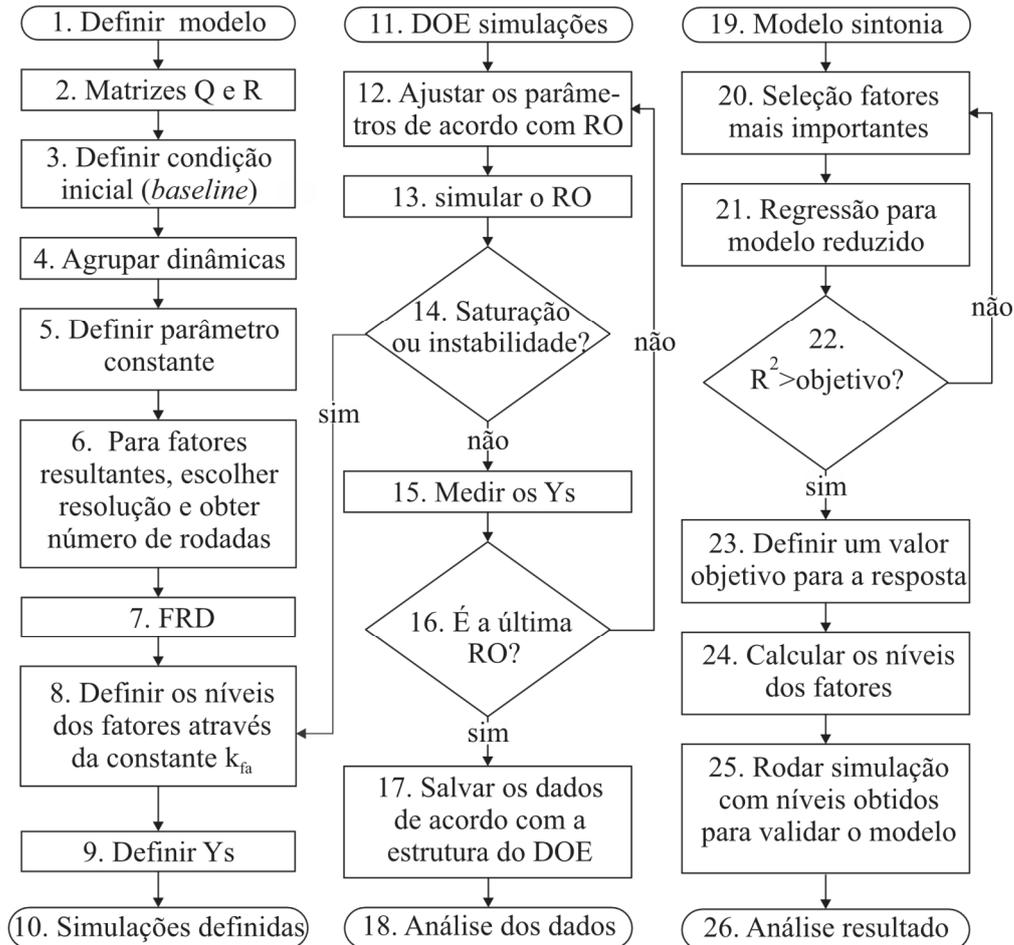
No passo 3, deve-se obter um conjunto de parâmetros das matrizes Q e R que sirvam como condição inicial, ou referência para as demais. Estes parâmetros devem garantir que a simulação desta condição seja estável e sem saturações. Esta configuração inicial pode ser encontrada através de tentativa e erro ou de qualquer outra forma que se tenha conhecimento.

No passo 4, as simplificações iniciam. Por exemplo, $Q_{11(id)}$ e $Q_{22(iq)}$ podem ser considerados iguais, pois estão relacionados às malhas de corrente i_d e i_q , as quais tem a mesma dinâmica física. O mesmo pode ser considerado para $R_{11(id)}$ e $R_{22(iq)}$. Esta simplificação reduz o número de rodadas para $2^9=512$.

Como os parâmetros das matrizes Q e R proporcionam efeitos relativos entre si, um dos parâmetros pode ser considerado constante de forma que todos os outros variem relativamente a este. Isso permite reduzir o número de fatores de 9 para 8, resultando em $2^8=256$ rodadas (passo 5). A escolha do parâmetro a ser considerado constante é arriscada no primeiro momento, pois não se sabe o quanto o mesmo tem efeito sobre a variável resposta. No entanto, pode-se

facilmente explorar o conjunto de parâmetros para escolher algum com efeito mínimo. Neste caso, os parâmetros $Q_{11(id)}=Q_{22(iq)}$ foram arbitrariamente considerados como constantes, resultando na estrutura da Figura 37.

Figura 36 – Fluxograma considerado para definir e executar o DOE fracionado para sintonia do LQR.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

O número de rodadas pode ser reduzido ainda mais se o conceito de DOEs fatoriais fracionados for aplicado (passo 6). A resolução do experimento *versus* o número de rodadas e fatores está ilustrada na Figura 38. A resolução III proporciona o número mínimo de rodadas para um dado número de fatores, porém a resolução é baixa e os confundimentos de baixa ordem dificultam a análise dos resultados.

Resolução IV significa maior número de rodadas e menor número de confundimentos. Segue-se esta lógica, aumentando a resolução até chegar aos experimentos fatoriais completos, onde não existem confundimentos e o número de rodadas é o maior (2^{fa}). Normalmente, um experimento com resolução IV é considerado como um bom custo benefício, o qual aplicado

ao conjunto de fatores da Figura 37 retorna 16 rodadas. Mais detalhes sobre resolução experimental e confundimentos podem ser encontrados no Apêndice A.

Figura 37 – Fatores e constantes do experimento.

$$Q_{\zeta 1} = \begin{bmatrix} Q_{11(id)} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Q_{22(iq)} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Q_{33(we)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Q_{w(id)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Q_{w(we)} \end{bmatrix}$$

$$R_{\zeta 1} = \begin{bmatrix} R_{11(id)} & 0 & 0 \\ 0 & R_{22(iq)} & 0 \\ 0 & 0 & R_{33(we)} \end{bmatrix}$$

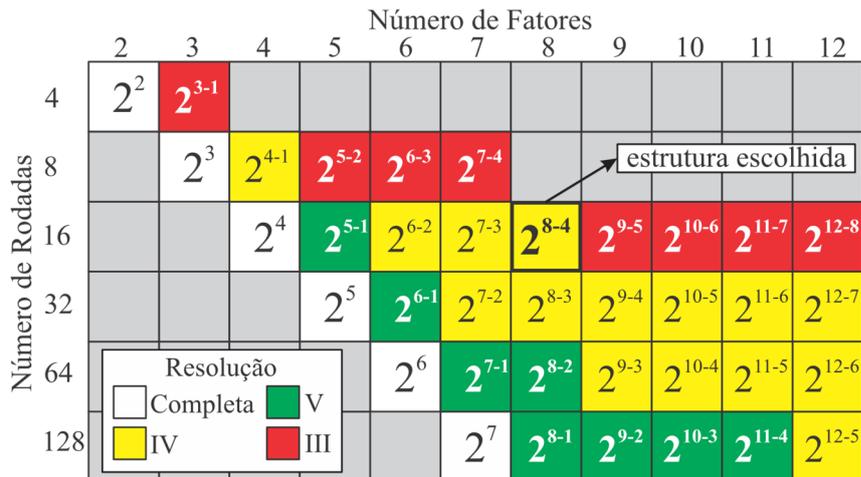
$$Q_{\zeta 2} = \begin{bmatrix} Q_{11(v)} & 0 \\ 0 & Q_{w(v)} \end{bmatrix}$$

$$R_{\zeta 2} = \begin{bmatrix} R_{11(v)} \end{bmatrix}$$

constante
 fator

Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Figura 38 – Relação de fatores, rodadas e resolução.

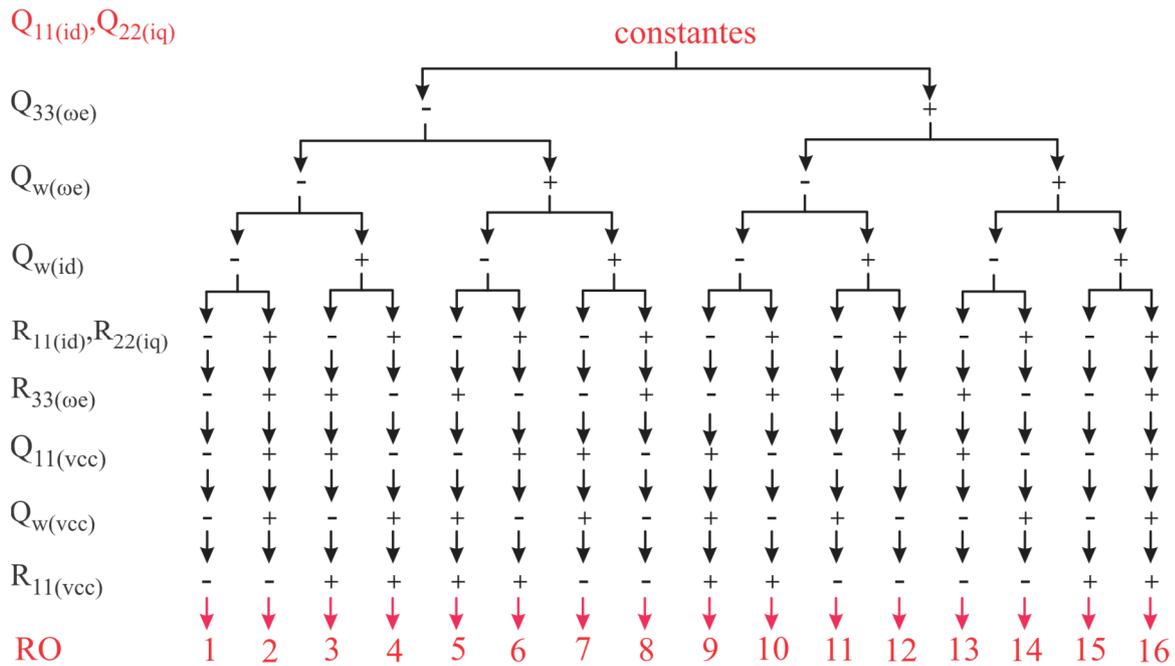


Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

No passo 7, com o objetivo de organizar a simulação e as respectivas configurações dos parâmetros, recomenda-se que se obtenha o diagrama de relação de fatores (do inglês, *Factors Relationship Diagram* - FRD). O FRD deste problema considerando os 8 fatores e 16 rodadas

é ilustrado na Figura 39. Os parâmetros constantes são definidos no topo da árvore, enquanto os parâmetros a serem modificados são verticalmente distribuídos de forma aleatória. A ordem dos fatores não altera os resultados devido a simetria e ortogonalidade da estrutura (MONTGOMERY, 2012).

Figura 39 – Árvore experimental para sintonia do LQR com experimento fatorial fracionado de resolução IV.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

No passo 8, define-se os níveis (-) e (+) para cada fator do experimento a partir dos níveis originais definidos no passo 3. Para definir níveis de forma proporcional para todos os fatores, recomenda-se utilizar uma constante (k_{fa}) dividindo o valor de referência (nível (0)) para formar os níveis (-) e os multiplicando para formar os níveis (+). A Tabela 3 detalha este processo para um valor arbitrário de $k_{fa}=4$.

No passo 9, define-se as variáveis de saída a serem medidas em cada rodada. Neste caso, um degrau na corrente de saída (i_s) foi aplicado, reduzindo a carga de 425 W para 275 W, fazendo sentido a medida da sobretensão no barramento CC.

Nos passos 11 ao 17, as simulações são rodadas. Caso haja alguma configuração com instabilidade ou saturação, é necessário alterar o ganho k_{fa} para corrigir esta condição. Quanto menor o ganho k_{fa} , mais perto da condição inicial estarão as demais rodadas de simulação e maior a tendência de estabilidade para todas elas, porém, menor o espaço de inferência

explorado. Quanto maior for o valor de k_{fa} , maior o espaço de inferência e maiores as chances de instabilidade ou saturação.

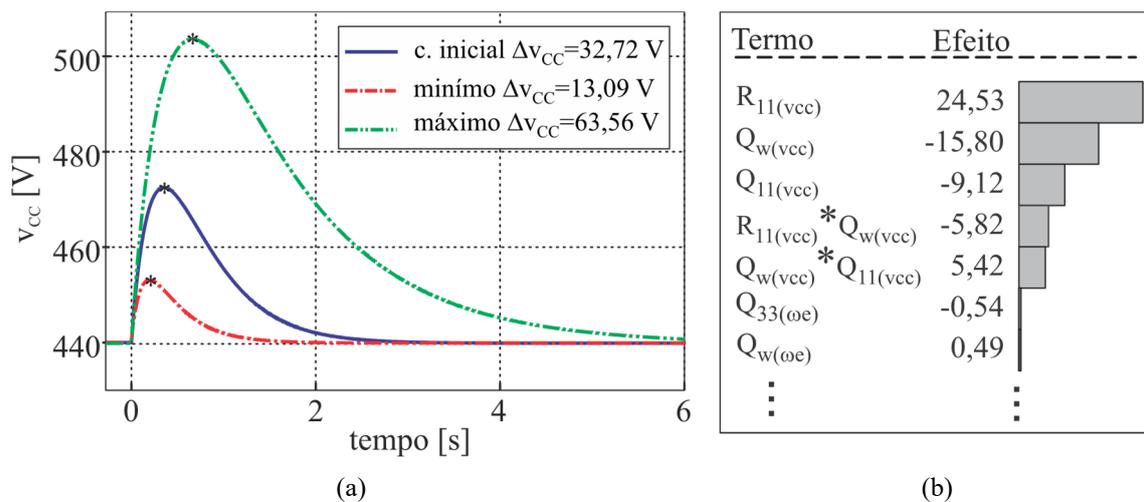
Tabela 3 – Fatores e Níveis para $k_{fa}=4$.

Fator	Nível (-)	Nível (0)	Nível (+)
$R_{11(isd)}, R_{22(isq)}$	0,001 / 4	0,001	$0,001 \times 4$
$Q_{33(oe)}$	1 / 4	1	1×4
$Q_{w(oe)}$	0,001 / 4	0,001	$0,001 \times 4$
$Q_{w(isd)}$	0,001 / 4	0,001	$0,001 \times 4$
$R_{33(oe)}$	10000 / 4	10000	10000×4
$Q_{11(vcc)}$	10 / 4	10	10×4
$Q_{w(vcc)}$	0,000001 / 4	0,000001	$0,000001 \times 4$
$R_{11(vcc)}$	1000000 / 4	1000000	1000000×4

Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

No passo 18, analisa-se os dados do experimento. As formas de onda dos transitórios para três condições do experimento estão ilustradas na Figura 40(a). A configuração inicial (nível (0)) resultou em uma sobretensão de 32,72 V. A sobretensão mínima obtida foi de 13,09 V (RO7), enquanto a máxima foi 63,56 V (RO10). A ordem de significância dos fatores pode ser observada no gráfico de Pareto da Figura 40(b).

Figura 40 – Formas de onda dos transitórios (a) e gráfico de Pareto (b).



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Os fatores $R_{11(vcc)}$, $Q_{w(vcc)}$ e $Q_{11(vcc)}$ são visivelmente os mais importantes, seguidos de interações entre alguns deles (passo 20). Isso leva ao entendimento de que estes três parâmetros apresentam maior sensibilidade do que os demais, e que podem ser suficientes para sintonizar o controle. Este processo é descrito entre os passos 19 a 26.

O modelo de regressão é obtido através da regressão linear dos dados obtidos (mais detalhes no Apêndice A) e pode ser utilizado para explicar e prever o comportamento do sistema dentro do espaço de inferência testado. O modelo reduzido é obtido da mesma maneira, porém eliminando-se fatores não relevantes (passo 21). Este procedimento simplifica o equacionamento e facilita o cálculo dos níveis para a sintonia do controle. O modelo reduzido para o resultado da Figura 40(b) é dado por

$$Y = \beta_0 + \beta_1 R_{11(vcc)_cod} + \beta_2 Q_{w(vcc)_cod} + \beta_3 Q_{11(vcc)_cod} + \beta_4 R_{11(vcc)_cod} Q_{w(vcc)_cod} + \beta_5 Q_{w(vcc)_cod} Q_{11(vcc)_cod} \quad (54)$$

onde $R_{11(vcc)_cod}$, $Q_{w(vcc)_cod}$ e $Q_{11(vcc)_cod}$ são variáveis codificadas de -1 (nível inferior) a +1 (nível superior) enquanto β_0 a β_5 são os parâmetros da regressão resultantes do DOE. Os valores obtidos estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Coeficientes do modelo reduzido.

β_0	β_1	β_2	β_3	β_4	β_5
32,72	12,27	-7,90	-4,56	-2,91	2,71

Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Para avaliar o modelo reduzido (passo 22), se utiliza normalmente o coeficiente de determinação, também chamado de R_{Sqr} (MONTGOMERY, 2012). O R_{Sqr} varia entre 0 e 1, indicando, em percentagem, o quanto o modelo consegue explicar os valores observados. Quanto maior o R_{Sqr} , mais explicativo é o modelo, melhor ele se ajusta à amostra. Para os resultados obtidos e os fatores escolhidos, obteve-se um R_{Sqr} igual a 0,9993. Isso significa que com estes três parâmetros, consegue-se reproduzir o modelo com 99,993 % de precisão.

Para testar este modelo reduzido e sintonizar o controle (passo 23), deve-se estabelecer um objetivo para a resposta (Y) e calcular os níveis dos parâmetros codificados para obter este objetivo. Recomenda-se escolher um valor entre o máximo e o mínimo obtidos no experimento (espaço de inferência conhecido), por exemplo, uma sobretensão de 10% (44 V). Os fatores excluídos do modelo reduzido devem ser definidos como nível (0), enquanto os incluídos no modelo são variáveis da solução numérica. Os valores resultantes da solução numérica são

codificados, portanto, para rodar a simulação de verificação é necessário transformar as variáveis codificadas para sua forma natural através de

$$x_{natural} = k_{fa}^{x_{cod}} x_{natural(0)}, \quad (55)$$

onde $x_{natural}$ representa o fator na sua unidade original, x_{cod} representa o fator em seu valor codificado e $x_{natural(0)}$ representa o fator no nível (0) na sua unidade natural.

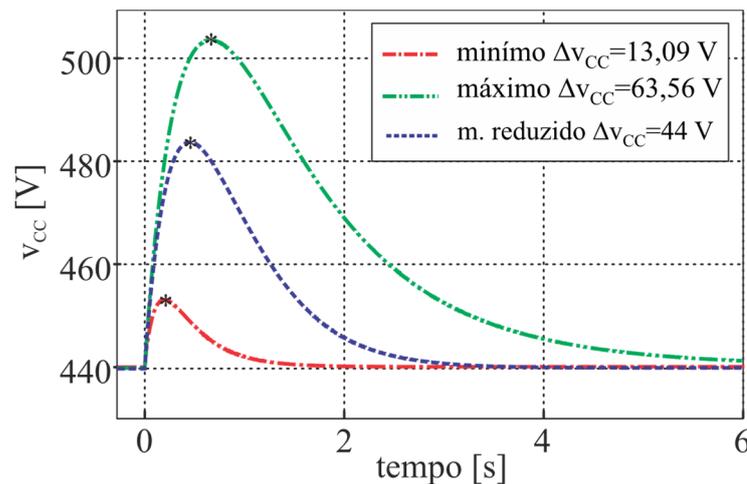
Os níveis obtidos para o objetivo de 10% de sobretensão (passo 24), tanto em variáveis codificadas quanto naturais, estão detalhados na Tabela 5. O resultado da simulação utilizando os níveis encontrados está ilustrado na Figura 41 (m. reduzido), juntamente com o mínimo e o máximo obtidos na simulação anterior (Figura 40(a)).

Tabela 5 – Níveis dos fatores para atingir o objetivo (10%=44 V).

Fator	Nível (0) em unidade natural	Nível obtido em unidade natural	Nível obtido em unidade codificada
$Q_{11(vcc)}$	10	2,8725	-0,8998
$Q_{w(vcc)}$	0,000001	8,157E-07	-0,1468
$R_{11(vcc)}$	1000000	1854718,2	0,4456

Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Figura 41 – Teste de sintonia com modelo reduzido para obtenção de resposta predefinida.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

O valor de sobretensão obtido foi igual ao objetivo, no entanto não se sabe o quanto este valor pode ser reduzido ou aumentado caso necessário. Para entender este comportamento, é preciso aplicar a técnica de sintonia para minimização ou maximização da variável resposta.

6.2.2 Sintonia para maximização ou minimização da variável resposta

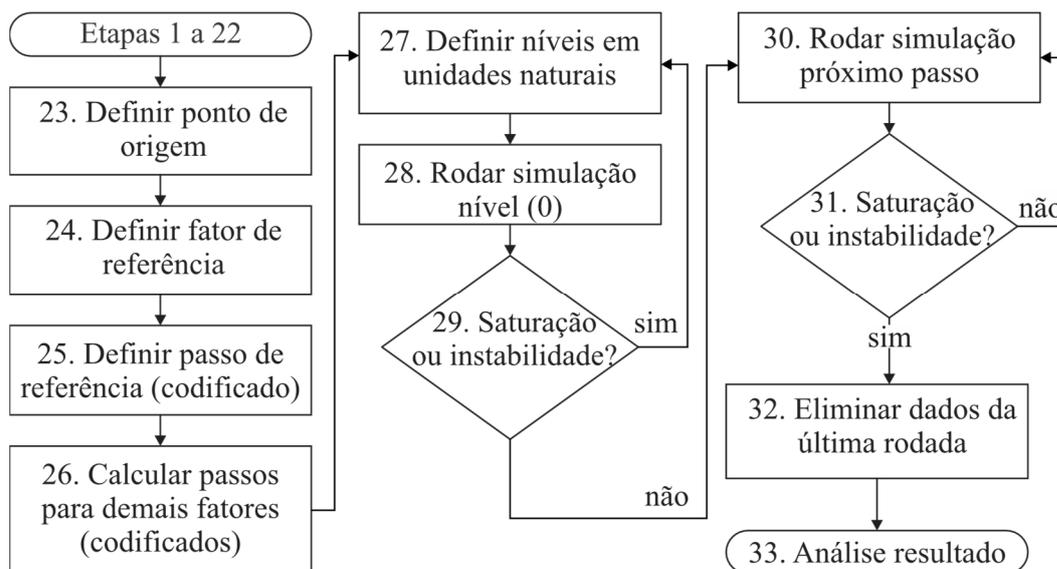
Além de permitir encontrar um valor determinado de resposta, o modelo permite otimizar a variável resposta para um máximo ou mínimo. Considerando um sistema linear, um dos métodos para atingir tal objetivo é seguir a inclinação da resposta mais íngreme, do inglês *steepest ascend/descend*. Caso haja não linearidades, outros métodos mais sofisticados devem ser utilizados (MONTGOMERY, 2012). O processo para maximização ou minimização da variável resposta está detalhado no fluxograma da Figura 42. Este processo se diferencia do processo da Figura 36 a partir do passo 22, logo, o fluxograma inicia no passo 23.

No passo 23, define-se o ponto de origem da reta que representa o caminho de subida ou descida mais íngreme. Normalmente se escolhe o nível (0) dos fatores (centro do espaço de inferência).

Em seguida se define um fator de referência para os cálculos (passo 24). Normalmente se escolhe o fator com o maior coeficiente de regressão, ou seja, $R_{11(vcc_cod)}$ para o modelo reduzido da Equação (54).

No passo 25, se define o valor do delta entre cada simulação para o fator de referência ($\Delta R_{11(vcc_cod)}$). É usual definir o passo codificado igual a 1. Se o objetivo for maximizar, o sinal será igual ao sinal do coeficiente de regressão. Se o objetivo for minimizar a variável resposta, o sinal será o oposto.

Figura 42 – Fluxograma considerado para minimizar ou maximizar variável resposta.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Os deltas codificados para os demais fatores (passo 26) são calculados na forma

$$\Delta Q_{w(vcc)_cod} = \frac{\beta_2}{\beta_1} \Delta R_{11(vcc)_cod} \text{ e } \Delta Q_{11(vcc)_cod} = \frac{\beta_3}{\beta_1} \Delta R_{11(vcc)_cod}. \quad (56)$$

Após a definição destes deltas, pode-se obter os níveis de cada rodada em unidades naturais (passo 27)

$$x_{natural} = k_{fa}^{\Delta x_{cod} RO} x_{natural(0)}. \quad (57)$$

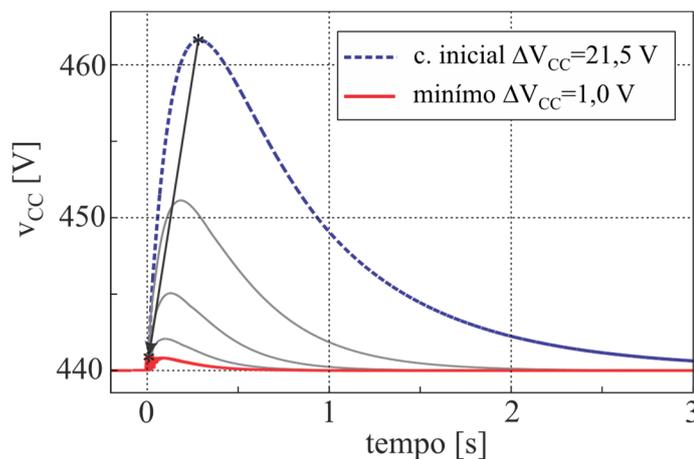
Como exemplo, elaborou-se uma simulação para encontrar o valor mínimo de sobretensão no barramento CC. Foram executadas múltiplas rodadas através do caminho de resposta mais íngreme até o momento em que se encontrou ou instabilidade ou oscilação acima do tolerado (6ª rodada). Os níveis dos fatores ao longo das rodadas estão apresentados na Tabela 6 e as formas de onda na Figura 43.

Tabela 6 – Níveis dos fatores ao longo da minimização da resposta ($k_{fa}=4$).

Fator/Rodada	1	2	3	4	5
$R_{11(vcc)_natural}$	1.10^6	$0,25.10^6$	$0,0625.10^6$	$0,0156.10^6$	$0,039.10^6$
$Q_{w(vcc)_natural}$	$0,001.10^{-3}$	$0,0024.10^{-3}$	$0,0060.10^{-3}$	$0,0145.10^{-3}$	$0,0355.10^{-3}$
$Q_{11(vcc)_natural}$	10	16,738	28,018	46,9	78,505

Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Figura 43 – Simulações para minimização da variável resposta através do caminho mais íngreme.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

O valor de sobretensão foi reduzido de 21,5 V (condição inicial) para 1,0 V (condição final), atingindo um provável mínimo para o espaço de inferência testado.

As tensões (v_{cc}) e correntes geradas (i_g) para as respectivas rodadas do experimento estão detalhadas na Figura 44. Observa-se que o nível de oscilação da tensão e da corrente se intensifica ao passo em que o número da rodada aumenta (RO1 para RO6). Os fatores alterados para o caminho mais íngreme são todos relacionados ao subsistema 2 (barramento CC), portanto, as dinâmicas do subsistema 1 (GIP) não foram alteradas. Para facilitar a visualização, uma análise de polos e zeros foi realizada na Figura 47 para o subsistemado GIP e na Figura 48 para o do barramento CC.

Para o subsistema 1, os polos e zeros estão na mesma posição dentro do círculo unitário para todas as rodadas. Para o subsistema 2, eles se movem de acordo os níveis selecionados para $R_{II(vcc)}$, $Q_{w(vcc)}$ e $Q_{II(vcc)}$, mas ainda dentro do círculo unitário. Portanto, os dois subsistemas se mantêm estáveis por si só, mas a aproximação das suas dinâmicas resultou em oscilação entre eles. Caso o experimento continuasse, RO7 em diante, resultaria em instabilidade.

Para minimizar a variável resposta (sobretensão) e procurar por uma solução menos oscilatória, seria necessário rodar um novo DOE em torno do ponto de operação encontrado como mínimo local (DOEs sequenciais). Com um segundo modelo reduzido, seria possível rodar mais uma sequência de simulações através do caminho mais íngreme. Mais que isso, duas variáveis resposta poderiam ser minimizadas concomitantemente (sobretensão e oscilação).

Figura 44 – Simulações para minimização da variável resposta através do caminho mais íngreme.

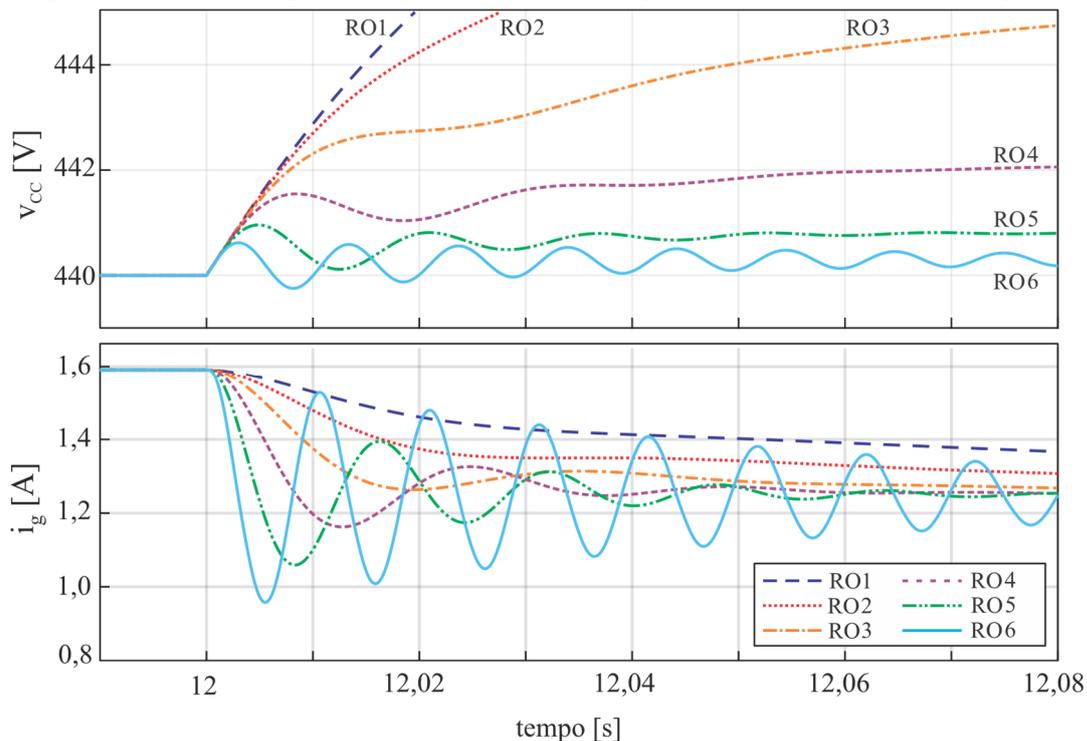
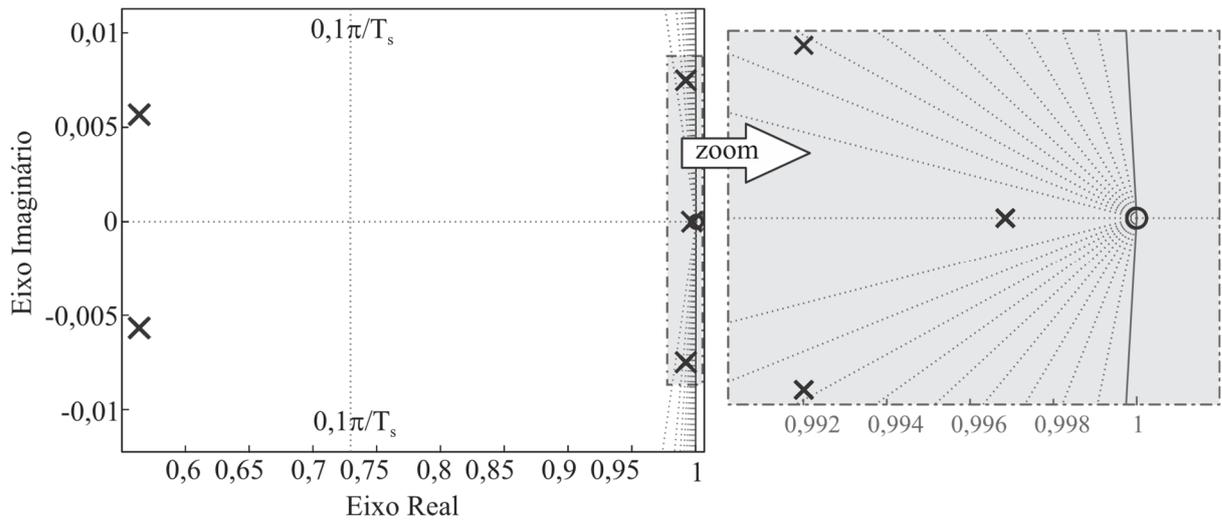
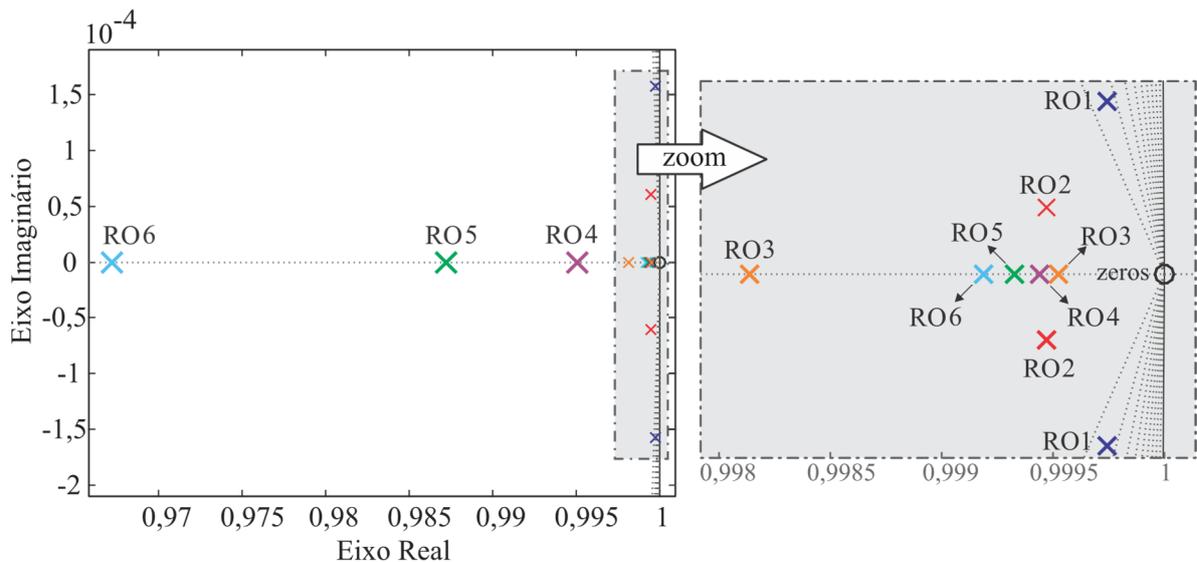


Figura 45 – Mapeamento de polos e zeros para o subsistema 1 (GIP) ao longo do caminho mais íngreme.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2019.

Figura 46 – Mapeamento de polos e zeros para o subsistema 2 (barramento CC) ao longo do caminho mais íngreme.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2019.

6.3 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Este capítulo propôs a aplicação de DOEs fracionados para a redução do número de simulações em análises multivariável. A aplicação foi focada na sintonia do controlador LQR com o objetivo de tornar este processo mais objetivo e reduzir o número de interações. Foi proposta uma padronização no processo de sintonia com duas opções, obtenção de um valor específico de resposta ou de maximização/minimização da variável resposta.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta tese investigou a capacidade de suporte na regulação de frequência por parte de turbinas eólicas de pequeno porte em microrredes isoladas. Seis fatores foram selecionados como sendo os mais relevantes para o estudo: ganho do conversor CC-CA; penetração eólica; quantidade e tamanho das turbinas eólicas; setores de operação na curva de geração de potência; reserva de potência e tamanho do barramento CC.

A capacidade de suporte na regulação foi medida através do desvio de frequência obtido durante o transitório para um determinado degrau de carga considerando 64 combinações das variáveis selecionadas. A análise foi realizada em malha fechada considerando uma técnica de controle ótimo para prover proporcionalidade e trajetória ótima em todas as configurações. Os ganhos do LQR foram calculados para cada rodada de simulação considerando uma única configuração das matrizes Q e R para o Setor I e outra para o Setor II. Ambas foram sintonizadas para atingir a resposta transitória mais rápida em cada setor.

As simulações foram organizadas em uma estrutura de DOE, suportando conclusões de forma clara e organizada. Um fluxograma detalhando como a metodologia de DOEs pode ser aplicada para este tipo de problema foi apresentado. Os resultados (Ys) foram medidos de forma pré-definida para as 64 configurações de simulação. A análise dos resultados foi realizada de forma gráfica e quantitativa, levando às seguintes conclusões:

- maior ganho no conversor CC-CA (ka) proporciona menores desvios de frequência, pois injeta mais potência ativa ao longo do transitório;
- o Setor de Operação II proporciona melhor suporte de frequência devido à energia cinética liberada ou absorvida em favor da ação de controle, suportando uma melhor regulação do barramento CC;
- múltiplas TEPPs proporcionam menor queda no barramento CC e menor desvio de frequência do que uma única turbina maior e equivalente. Pequenas turbinas eólicas têm dinâmicas mais rápidas, liberando energia cinética mais rapidamente e operando em maiores velocidades, tendo relativamente maior energia cinética do que uma turbina maior equivalente;
- maiores capacitores mantêm o barramento CC melhor regulado, permitindo que o conversor CC-CA injete mais potência ativa na rede;
- a reserva de potência não afetou os resultados de forma significativa. A conclusão seria diferente caso os transitórios necessitassem de mais energia do que a provida pelo menor

nível de reserva de potência definido. Neste caso haveria saturação em algumas configurações de simulação (ROs).

Considerando os resultados de simulação e assumindo que o objetivo seja reduzir o desvio de frequência sem considerar outras limitações (custo, confiabilidade, etc.), o sistema deveria ter uma penetração alta com um alto ganho no conversor CC-CA, capacitores de barramento grandes e operar no Setor II com múltiplas turbinas de pequeno porte operando com reserva de potência grande o suficiente para compensar os transientes do sistema.

Por último, a aplicação da metodologia de DOE fracionado para a sintonia dos controladores LQR foi proposta, incluindo fluxogramas para o processo de maximização ou minimização da variável resposta, assim como a obtenção de um valor predefinido. Com uma exposição clara da estrutura de simulação, restrições de resolução do DOE e efeito dos parâmetros, esta metodologia permite ao projetista de controle obter a sintonia desejada com menor esforço, principalmente para plantas complexas e com múltiplas malhas como a apresentada nesta tese.

7.1 CONTRIBUIÇÕES

A busca por meios de analisar o sistema de geração eólica e a influência dos setores de operação abriu portas para algumas contribuições apresentadas nesta tese e artigos publicados (ENGLEITNER *et al.*, 2016; ENGLEITNER *et al.*, 2018), dentre elas:

- Aplicação de múltiplos controladores LQR para um sistema de geração eólica com geradores de ímã permanente com foco no controle do barramento CC através do controle de velocidade do gerador.
- Análise da capacidade de compensação de frequência pelas TEPPs considerando um maior número de variáveis concomitantemente quando se compara com a literatura especializada. Foi possível concluir que o efeito do setor de operação é significativo perante outras variáveis importantes do sistema de geração considerado.
- Aplicação da metodologia de DOEs para clara organização das simulações e exposição dos resultados, quantificando o efeito de cada variável e das interações entre elas. Foram definidos fluxogramas para detalhar e documentar a aplicação da técnica de DOE para suportar tal análise multivariável.
- Aplicação da metodologia de DOEs fracionados para sintonizar os múltiplos controladores LQR de forma objetiva e rápida, reduzindo esforço computacional. Foram apresentados

fluxogramas para o processo de maximização ou minimização da variável resposta (Y), assim como a obtenção de um valor predefinido.

7.2 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

As contribuições aqui apresentadas abrem portas para outras oportunidades de aplicação, dentre elas:

- Aplicação da metodologia de análise multivariável para avaliar a capacidade de suporte de frequência para sistemas com turbinas de grande porte. Normalmente, turbinas de grande porte contém controle de ângulo das pás, o que pode trazer um efeito um pouco diferente com relação aos setores I e II. Além disso, a inércia dessas turbinas é muito maior, resultando em transitórios mais demorados.
- Otimização de sistemas através de DOEs sequenciais. Quando a resposta se dá em forma de superfície, um experimento tende a dar a direção da melhoria, mas não o mínimo ou máximo. Experimentos sequenciais e técnicas mais complexas são necessários para que se encontre um mínimo ou um máximo (MONTGOMERY, 2012).
- Inserir variação às simulações de forma a avaliar robustez do controle.
- Avaliação de estabilidade quando operando as turbinas eólicas próximas aos pontos de inversão de setores.
- Avaliação de distúrbios causados pelo vento para diferentes tamanhos de turbinas.

REFERÊNCIAS

- ABBEY, C.; JOOS, G. A stochastic optimization approach to rating of energy storage systems in wind-diesel isolated microgrids. **IEEE Transaction on Power Systems**, 2009. 418-426.
- ALEPUZ, S. et al. Use of stored energy in PMSG rotor inertia for low-voltage ride-through in back-to-back NPC converter-based wind power systems. **IEEE Transaction on Industrial Electronics**, 2013. 1787-1796.
- BANERJI, A.; BISWAS, S. K.; SINGH, B. Enhancing quality of power to sensitive loads with microgrid. **IEEE Transaction on Industrial Applications**, 2016. 360-368.
- BOX, G. E. P.; HUNTER, W. G.; HUNTER, J. S. **Statistics for Experimenters**. [S.l.]: Wiley, 1978.
- BRYSON, A. E. **Applied Optimal Control, Optimization, Estimation, and Control**. [S.l.]: [s.n.], 1975.
- BURNS, R. S. **Advanced Control Engineering**. Londres: Butterworth, 2001.
- CHENG, X. et al. Robustness Improvement by Using Linear Quadratic Regulator Control for PMSG. **Power Electronics Conference (SPEC), IEEE Annual Southern**, 2016.
- CHUNG, I. et al. Control methods of inverter-interfaced distributed generators in a microgrid system. **IEEE Transaction on Industrial Applications**, 2010. 1078-1088.
- CLARKE, E. **Circuit Analysis of A-C Power Systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons Inc., 1965.
- ENGLEITNER, R. et al. Small wind turbine operating points and their effect on the DC-link control for frequency support on low power microgrids with high wind penetration. **2016 12th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**, Curitiba, 2016.
- ENGLEITNER, R. et al. Dynamic Analysis of Small Wind Turbines Frequency Support Capability in a Low-Power Wind-Diesel Microgrid. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 2018. 102 - 111.
- EO. Energy Outlook 2019 Edition. **www.bp.com**, 2019. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>>. Acesso em: 2 November 2019.
- FISCHER, D. A. **The Design of Experiments**. [S.l.]: Macmillan, 1935.
- FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C.; UMANS, S. D. **Electric Machinery**. [S.l.]: McGraw-Hill, 2005.
- GAO, D. W. **Energy Storage for Sustainable Microgrid**. Denver: ELSEVIER, 2015.
- GENG, H. et al. Unified Power Control for PMSG-based WECS Operating under Different Grid Conditions. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 26, 2011.
- GOPAKUMAR, P.; REDDY, M. J. B. Renewable energy utilization using low power microgrid system. **International Conference on Power, Energy and Control**, 2013. 751-755.
- GUAN, Y.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Coordinated secondary control for balanced discharge rate of energy storage system in islanded AC microgrids. **IEEE Transaction on Industrial Application**, 2016. 5019-5028.
- GUERRERO, J. M. et al. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - a general approach toward standardization. **IEEE Transaction on Industrial Electronics**, 2011. 158-172.
- GUERRERO, J. M.; KAI SUN; VASQUEZ, J. C. An Improved Droop Control Method for DC Microgrids Based on Low Bandwidth Communication With DC Bus Voltage Restoration and Enhanced Current Sharing Accuracy. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 29, April 2014. 1800-1812.

- HANSEN, L. H. et al. **Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines**. Riso National Laboratory and Aalborg University. [S.l.], p. 105. 2001. (87-550-2743-1).
- HARUNI, A. M. O. et al. Dynamic operation and control of a hybrid wind-diesel stand alone power systems. **Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)**, Feb 2010. 162-169.
- HASANIEN, H. M. Design Optimization of PID Controller in Automatic Voltage Regulator System Using Taguchi Combined Genetic Algorithm Method. **IEEE Systems Journal**, 7, n. 4, 2013.
- HASANIEN, H. M.; MUYEEN, S. M. A Taguchi Approach for Optimum Design of Proportional-Integral Controllers in Cascaded Control Scheme. **IEEE Transaction on Power Systems**, 28, n. 2, 2013.
- HASSINE, I. M.; NAOUAR, M. W.; MRABET-BELLAJ, N. Model Based Predictive Control strategies for Wind Turbine System Based on PMSG. **International Renewable Energy Congress (IREC)**, 2015.
- HATZIARGYRIOU, N. et al. Microgrids. **IEEE Power and Energy Magazine**, 5, July 2007.
- HERNANDEZ-ARAMBURO, C. A.; GREEN, T. C.; MUGNIOT, N. Fuel consumption minimization of a microgrid. **IEEE Transaction on Industrial Applications**, 2005. 673-681.
- IEA. International Energy Agency. **Technology Roadmap: Wind Energy**, 2013. Disponivel em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf>. Acesso em: 18 Agosto 2015.
- IEA. CO2 Emissions from Fuel Combustion. **www.iea.org/**, 2019. Disponivel em: <<https://www.iea.org/statistics/co2emissions/>>. Acesso em: 2 Novembro 2019.
- IEC61400-1. **Wind Turbines Design Requirements**. [S.l.]. 2005.
- IEEE 1547. **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electrical Power Systems**. [S.l.]. 2003.
- IEEE 1547-2. **IEEE Application Guide for IEEE Std 1547**. [S.l.]. 2008.
- JIANG, Z.; YU, X. Power electronics interfaces for hybrid DC and AC-linked microgrids. **IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference**, May 2009.
- KANIESKI, J. M.; CARATI, E. G.; GRUNDLING, H. A. An energy based LQR tuning approach applied to Ininterruptible Power Supplies. **IEEE Latin America Symposium on Circuits and Systems**, 4, 2010.
- KATIRAEI, F. et al. Microgrids Management. **IEEE Power and Energy Magazine**, 6, n. 3, May 2008.
- KEDJAR, B.; AL-HADDAD, K. DSP-based implementation of an LQR with Integral action for three-phase three-wire shunt active power filter. **IEEE 7th International Conference on Power Electronics**, 2009.
- KIRK, D. E. **Optimal control theory: An introduction**. [S.l.]: Prentice-Hall, 1970.
- KLEIJNEN, J. P. C. et al. Sate-of-the-Art Review: A User's Guide to the Brave New World of Designing Simulation Experiments. **INFORMS Journal on Computing**, 17, n. 3, 2005.
- KRAUSE, P.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. [S.l.]: Wiley-IEEE, 2002. ISBN ISBN 0-07-035436-7.
- LASSETER, R. H. MicroGrids. **Power Engineering Society Winter Meeting**, 1, 2002. 305-308.
- LASSETER, R. H.; PAIGI, P. Microgrid: a conceptual solution. **IEEE 35th Annual Power Electronics specialist Conference**, 2004. 4285-4290.

- LEE, W. C. et al. Using the Taguchi Methods to Study the Balance Control of a Rotary Inverted Pendulum. **International Conference on Advanced Robotics and Intelligent Systems**, 2014.
- LI, Y.; XU, Z.; WONG, K. P. Advanced control strategies of PMSG-based wind turbines for system inertia support. **IEEE Transaction on Power Systems**, 2016.
- LIU, X.; WANG, P.; LOH, P. C. A Hybrid AC/DC Microgrid and Its Coordination Control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2, June 2011. 278-286.
- LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L. Defining strategies for microgrids islanded operation. **IEEE Transaction on Power Systems**, 2006. 916-924.
- LUKASIEWICZ, T.; DE OLIVEIRA, R. V.; DRANKA, G. G. Control of an islanded wind-diesel microgrid with high penetration level of wind generation. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, 2015. 1-5.
- MAHARJAN, R.; GUO, F.; SHARMA, R. Control strategy for islanded microgrid integrating renewable energy with storage and diesel generator. **IEEE Industrial Applications Society Annual Meeting**, 2016.
- MARGARIS, I. D. et al. Frequency Control in Autonomous Power Systems With High Power Penetration. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 3, n. 2, April 2012. 189-199.
- MARINO, P.; MILANO, M.; VASCA, F. Linear quadratic state feedback and robust neural network estimator for field oriented control induction motors. **IEEE Transaction on Industrial Electronics**, 46, 1999.
- MASON, R. L.; GUNST, R. F.; HESS, J. L. **Statistical design and analysis of experiments: With Applications to Engineering and Science**. 2. ed. [S.l.]: Wiley, 2003.
- MENDIS, N. et al. A novel control strategy for stand-alone operation of a wind dominated RAPS system. **IEEE Industrial Applications Society Annual Meeting**, 2011.
- MOHAMED, Y. A. I.; EL-SAADANY, E. F. Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids. **IEEE Transaction on Power Electronics**, 2008. 2806-2816.
- MONTAGNER, F. V.; CARATI, E. G.; GRUNDLING, H. A. An Adaptive linear quadratic regulator with repetitive controller applied to uninterruptible power supplies. **IEEE Industry Application Conference**, 2000.
- MONTGOMERY, D. C. **Design and Analysis of Experiments**. [S.l.]: Wiley&Sons, 2012.
- MORREN, J.; DE HAAN, S. W. H.; FERREIRA, J. A. **International Conference on Future Power Systems**, 2005.
- MUNTEANU, I.; BRACU, A. I.; CUTULULIS, N. A. **Optimal Control of Wind Energy Systems - Towards a Global Approach**. [S.l.]: Springer, 2008.
- NASAR, S. A.; BOLDEA, I.; UNNEWEHR, L. E. **Permanent Magnet, Reluctance and Self-synchronous Motors**. 1. ed. [S.l.]: CRC Press, 1993.
- OGATA, K. **Discrete-Time Control Systems**. [S.l.]: Prentice Hall, 1994.
- ORLANDO, N. A. et al. A Survey of Control Issues in PMSG-Based Small Wind-Turbines Systems. **IEEE Transaction on Industrial Informatics**, 9, August 2013. 1211-1221.
- ORLANDO, N. A.; LISERRE, M.; DELL'AQUILA, A. Management of Power Excess in Wind Turbine System. **European Conference on Power Electronics Applications**, 2009. 1-10.
- PARDALOS, P. M. et al. **Handbook of wind power systems**. [S.l.]: SPRINGER, 2013.

PARK, R. H. **Two reaction theory of synchronous machines generalized method and analysis-part i.** [S.l.]: Associatam A. I. E. E., 1929.

PHILLIPS, C. L.; NAGLE, H. R. **Digital Control systems Analysis and Design.** Saddle River: Prentice-Hall, 1995.

PIAGI, P.; LASSETER, R. H. Autonomous Control of Microgrids. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, 2006.

PRODIST. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Agência nacional de Energia Elétrica.** [S.l.].

ROLAN, A. et al. Modeling of a variable speed wind turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator. **IEEE Symposium on Industrial Electronics**, 2009. 734-739.

SACKS, J. et al. Design and Analysis of Computer Experiments. **Statistical Science**, 4, 1989.

SERBAN, I.; MARINESCU, C. Control Strategy of Three-Phase Battery Energy Storage systems for Frequency Support in Microgrids and with Uninterrupted Supply of Local Loads. **IEEE TRANSACTION ON POWER ELECTRONICS**, 2014. 5010-5020.

SHI, K. et al. Virtual Inertia Control Strategy in Microgrid based on virtual Synchronous Generator Technology. **IEEE access**, 2018. 27949-27957.

SIZHAN, Z. et al. Improved DC-link Voltage Control of PMSG WECS based on Feedback Linearization under Grid Faults. **Applied Power Electronics Conference (APEC)**, 2013.

SONG, J. et al. Optimal design of permanent magnet linear synchronous motors based on Taguchi method. **IET Electric Power Applications**, 2017.

SUN, L.; GAN, J. Researching of two-wheeled self-balancing robot base on LQR combined with PID. **International Workshop on Intelligent systems and Applications (ISA)**, 2010.

SUN, Y. et al. Review on frequency control of power systems with wind power penetration. **International Conference on Power System Technology**, 2010. 1-8.

TAN, Y. et al. Enhanced Frequency Response strategy for a PMSG-based Wind Energy Conversion System using Ultracapacitor in Remote area Power Supply Systems. **IEEE Transaction on Industry Applications**, 53, 2017.

TANG, C. et al. Effects of Inertia on Dynamic Performance of Wind turbines. **Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**, 2008.

TANI, A.; CAMARA, M. B.; DAKYO, B. Energy management in the decentralized generation systems based on renewable energy. **IEEE Transaction on Industrial Application**, 2015. 1817-1827.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems.** Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2011.

TIELENS, P. et al. Frequency support by wind power plants in isolated grids with varying generation mix. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, 2012. 1-8.

TORRES, M.; LOPES, L. A. C. Virtual Synchronous Generator Control in Autonomous Wind-Diesel Power Systems. **IEEE Electrical Power & Energy Conference**, 2009.

UYGUN, K.; MATTHEW, H. W. T.; HUANG, Y. An Optimal Control Approach to Flux Balance Analysis. **Industrial and Engineering Chemistry Research**, 45, 2006.

WANG, Y. et al. High wind power penetration in isolated power systems - Assessment of wind inertial and primary frequency responses. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2013. 2412-2420.

WANG, Y. et al. Control of PMSG-based wind turbines for System Inertial Response and Power Oscillation Damping. **IEEE Transaction on Sustainable Energy**, 6, 2015.

WEC. World Energy Council. **World Energy Scenarios**, 2019. Disponivel em: <https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Scenarios_Report_FINAL_for_website.pdf>. Acesso em: 2 Novembro 2019.

WWEA. World Wind Energy Association. **Small Wind World Report**, 2015. Disponivel em: <http://small-wind.org/wp-content/uploads/2014/12/Summary_SWWR2015_online.pdf>. Acesso em: 18 Agosto 2015.

YUAN, X. et al. DC_link voltage control of full power converter for wind generator operating in weak grid systems. **IEEE Transaction on Power Electronics**, 2009. 2178-2192.

ZHOU, T.; FRANCOIS, B. Energy management and power control of a hybrid active wind generator for distributed power generation and grid integration. **IEEE Transaction on Industrial Electronics**, 2011. 95-104.

APÊNDICE A - Delineamento de Experimentos (DOE)

Este Apêndice tem como objetivo detalhar a técnica de DOEs de forma a facilitar o entendimento da tese. Os principais conceitos são explicados e exemplos são ilustrados.

A.1 EXPERIMENTOS FATORIAIS

São experimentos que envolvem dois ou mais fatores. O número de tratamentos para um experimento fatorial completo (do inglês, *full factorial*) com dois níveis para cada fator é dado por

$$N^{\circ} \text{tratamentos} = 2^{fa}, \quad (58)$$

sendo fa o número de fatores do experimento.

Fatores são as variáveis propositalmente alteradas ao longo do experimento com o objetivo de avaliar o efeito produzido nas variáveis de resposta. Cada fator do experimento apresenta dois níveis, nível inferior (-) e nível superior (+), os quais representam as condições de operação dos fatores investigados. As combinações (tratamentos) dos fatores e níveis dos mesmos são especificadas em uma matriz experimental. Um exemplo de matriz experimental é apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 – Exemplo de matriz experimental.

Tratamento	Fatores			Interações				Resposta
	X_1	X_2	X_3	X_1X_2	X_1X_3	X_2X_3	$X_1X_2X_3$	Y
1	-	-	-	+	+	+	-	60
2	+	-	-	-	-	+	+	72
3	-	+	-	-	+	-	+	54
4	+	+	-	+	-	-	-	68
5	-	-	+	+	-	-	+	52
6	+	-	+	-	+	-	-	83
7	-	+	+	-	-	+	-	45
8	+	+	+	+	+	+	+	80

Fonte: Adaptado de Montgomery (2012) pelo próprio autor.

Observa-se que existem três fatores fictícios (X_1 , X_2 e X_3), resultando em 8 tratamentos. Além dos fatores, a matriz de planejamento considera também as interações entre estes fatores ($X_1 * X_2$, $X_1 * X_3$, $X_2 * X_3$ e $X_1 * X_2 * X_3$). Para fins de simplificação na notação, suprime-se o sinal de

multiplicação (*) entre os fatores. Os sinais das interações são resultantes da multiplicação dos sinais dos fatores, por exemplo, $X_1X_2=(-)*(-)=(+)$.

O efeito de um fator no experimento é definido como a mudança ocorrida na resposta (Y) quando se move este fator do nível inferior (-) para o nível superior (+). Os efeitos em um experimento podem ser classificados como efeitos principais ou efeitos de interação.

Os efeitos principais representam o quanto à média de uma variável resposta muda devido à mudança de nível destes fatores. Tomando como exemplo o efeito do fator X_1 , tem-se

$$efeito_{X_1} = \frac{72+68+83+80}{4} - \frac{60+54+52+45}{4} = 23. \quad (59)$$

Efeitos de interação avaliam o quanto um fator move a variável saída em relação a um segundo fator que possua interação com o primeiro. Neste caso, a diferença na variável resposta entre os níveis de um fator não é a mesma nos níveis do outro fator. Tomando como exemplo o efeito da interação X_1X_3 , tem-se

$$efeito_{X_1X_3} = \frac{60+54+83+80}{4} - \frac{72+68+52+45}{4} = 10. \quad (60)$$

O efeito de interações só pode ser avaliado com experimentos fatoriais. Quando se varia uma variável por vez, estes efeitos não são mensuráveis.

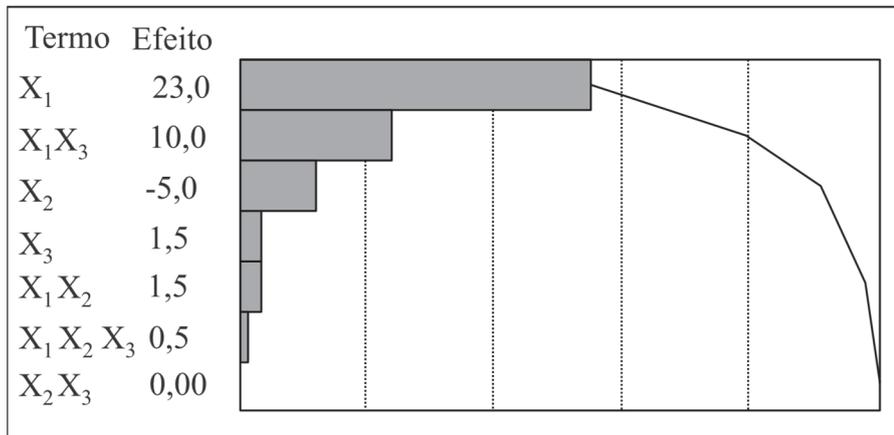
A.2 SIGNIFICÂNCIA E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Existem inúmeras formas de avaliar a significância dos fatores manipulados e suas interações durante o processo experimental. Dentre os mais comuns e úteis tem-se o gráfico de Pareto, gráficos de efeitos principais e gráficos de interações.

O gráfico de Pareto possibilita a visualização da magnitude dos efeitos do experimento em ordem decrescente. O gráfico de Pareto para o experimento da Tabela 7 pode ser observado na Figura 47.

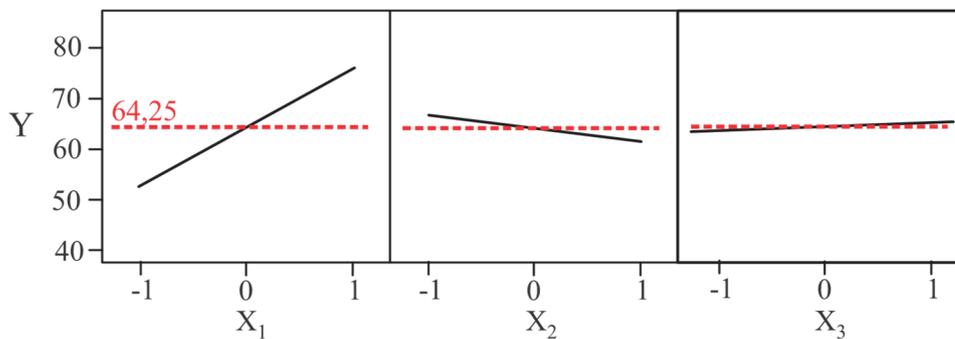
O gráfico de efeitos principais é uma representação das médias do experimento para cada nível de um determinado fator. O gráfico de efeitos principais do experimento da Tabela 7 está ilustrado na Figura 48. Cada uma das retas presentes nestes gráficos é constituída de dois pontos, um que representa a média de todos os resultados quando o fator é (-) e outro com a média dos resultados quando o fator é (+). A inclinação das retas é proporcional ao efeito do respectivo fator.

Figura 47 – Gráfico de Pareto para o experimento da Tabela 7.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

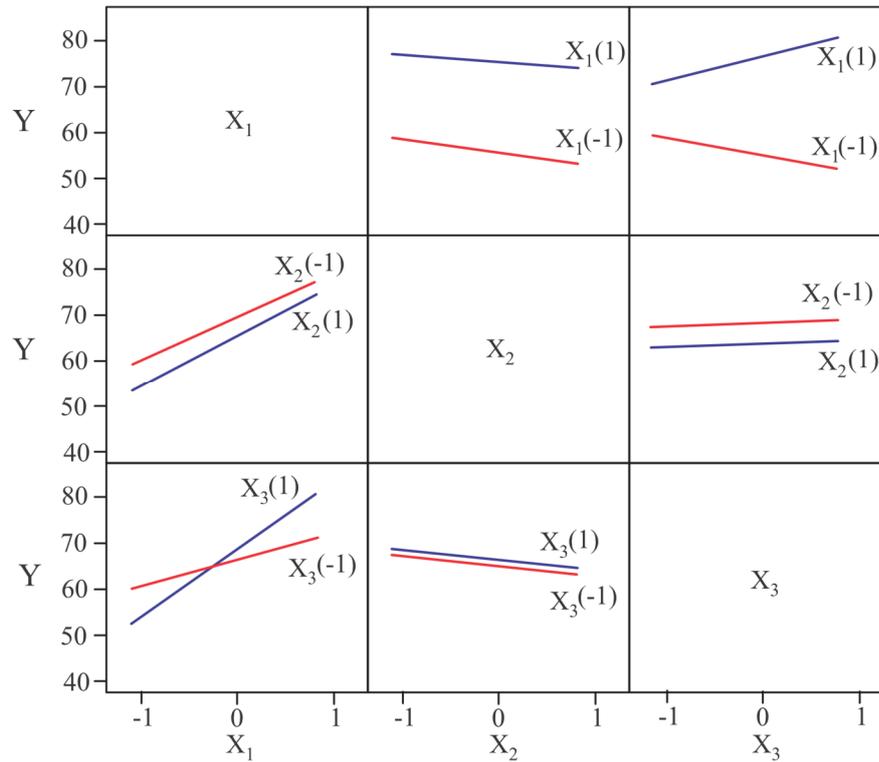
Figura 48 – Efeitos principais do experimento da Tabela 7.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

O gráfico de interações mostra interações de segunda ordem entre os fatores do experimento. As interações podem ser nulas ou significativas, podendo ser avaliadas através do paralelismo entre as retas de cada gráfico. Quanto menos paralelas as retas, mais significativa a interação entre os fatores. Tendo como exemplo os gráficos da Figura 49, conclui-se que há uma interação forte entre os fatores X_3 e X_1 , pois as retas $X_3(-)$ e $X_3(+)$ se cruzam na coluna X_1 linha X_3 do gráfico. Por outro lado, pode-se afirmar que a interação entre X_2 e X_3 é nula, pois as retas estão paralelas entre si.

Figura 49 – Efeitos de interações do experimento da Tabela 7.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

A.3 MODELO DE REGRESSÃO

Quando os fatores em estudo são quantitativos, pode-se realizar uma análise quantitativa dos efeitos destes fatores na variável resposta através de um modelo de regressão. Para um experimento com dois fatores e dois níveis, o modelo de regressão é definido como

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_{12} X_{12} + \varepsilon, \quad (61)$$

onde Y é a variável resposta, β s representam os regressores a serem estimados, X_1 e X_2 representam os fatores hipotéticos, X_{12} a interação entre estes fatores e ε o erro da regressão. A estrutura dos DOEs implica em experimentos ortogonais, facilitando a estimação dos regressores. A ortogonalidade garante que

$$X'X = [1, X_1, X_2, \dots, X_n]' \cdot [1, X_1, X_2, \dots, X_n], \quad (62)$$

seja uma matriz diagonal de forma que não haja covariação entre parâmetros estimados, ou seja, β_1 não se altera em função de β_2 e vice-versa.

Os valores de X não são valores absolutos, mas sim valores codificados de -1 (nível inferior) a +1 (nível superior). Variáveis codificadas são úteis para obter os efeitos dos fatores de forma adimensional e normalizada para comparação direta.

A.4 EXPERIMENTOS FATORIAIS FRACIONADOS

Ao considerar somente uma fração do experimento fatorial completo, o experimento fracionado faz uso de confundimento (do inglês, *aliasing*) entre variáveis. O nível de fracionamento com relação ao fatorial completo define o nível de confundimento e a resolução experimental. A representação simbólica de um experimento fatorial fracionado de dois níveis é definida como

$$2_{Res}^{fa-fr} = N^o \text{tratamentos}, \quad (63)$$

onde fr representa quantas vezes o experimento foi fracionado pela metade e Res representa a resolução espermental. Como exemplo, $fr=1$ equivale a $\frac{1}{2}$ do DOE completo, enquanto $fr=2$ equivale a $\frac{1}{4}$. Os experimentos fatoriais fracionados podem ser classificados como sendo de resolução III, IV, V ou mais, sendo elas:

- a) **Resolução III:** Nenhum fator principal é confundido com outro fator principal, mas eles podem ser confundidos com interações de segunda ordem. Um exemplo de matriz de experimento fracionado com resolução III pode ser observado na Tabela 8.

Tabela 8 – Exemplo de matriz de experimento fracionado (2_{III}^{3-1}).

Tratamento	Fatores 1ª ordem			Interações 2ª ordem			Relação de definição
#	X_1	X_2	X_3	X_1X_2	X_1X_3	X_2X_3	$I=X_1X_2X_3$
1	-	-	+	+	-	-	+
2	+	-	-	-	-	+	+
3	-	+	-	-	+	-	+
4	+	+	+	+	+	+	+

Fonte: Adaptado de Montgomery (2012) pelo próprio autor.

Este é um experimento com 3 fatores, 4 tratamentos e resolução III (2_{III}^{3-1}). O mesmo foi projetado através da relação de definição $I=X_1X_2X_3$, resultando nos confundimentos $X_1=X_2X_3$, $X_2=X_1X_3$ e $X_3=X_1X_2$. Os confundimentos são encontrados utilizando-se das seguintes definições: $I=I$; $fator*I=fator$; $fator*fator=I$. Com isso, basta multiplicar os dois lados da relação de definição ($I=X_1X_2X_3$) por cada um dos fatores e combinações. Por

exemplo, multiplicando-se por X_1 nos dois lados da relação, tem-se $X_1 = X_2X_3$, multiplicando-se por X_2 , tem-se $X_2 = X_1X_3$ e assim por diante.

- b) Resolução IV:** Nenhum fator principal é confundido com outro principal ou interações de segunda ordem. Somente interações de segunda ordem são confundidas entre si e primeira ordem interage com de terceira ordem. Um exemplo de matriz de experimento fracionado com resolução IV pode ser observado na Tabela 9.

Tabela 9 – Exemplo de matriz de experimento fracionado (2_{IV}^{4-1}).

Fatores 1ª ordem				Interações 2ª ordem						Int. 3ª ordem		
X_1	X_2	X_3	X_4	X_1X_2	X_1X_3	X_1X_4	X_2X_3	X_2X_4	X_3X_4	$X_1X_2X_3$	$X_1X_2X_4$	$X_2X_3X_4$
-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-
+	-	-	+	-	-	+		-	-	+	-	+
-	+	-	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-
+	+	-	-	+	-	-	-	-	+	-	-	+
-	-	+	+	+	-	-	-	-	+	+	+	-
+	-	+	-	-	+	-	-	+	-	-	+	+
-	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	+	-
+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Fonte: Adaptado de Montgomery (2012) pelo próprio autor.

Este é um experimento com 4 fatores, 8 rodadas e resolução IV (2_{IV}^{4-1}). Ele foi projetado através da relação de definição $I = X_1X_2X_3X_4$, resultando nos confundimentos $X_1 = X_2X_3X_4$, $X_2 = X_1X_3X_4$, $X_3 = X_1X_2X_4$, $X_4 = X_1X_2X_3$, $X_1X_2 = X_3X_4$, $X_1X_3 = X_2X_4$ e $X_1X_4 = X_2X_3$.

c) Resolução V: Interações de segunda ordem são confundidas com outras de terceira ordem. Um experimento 2^{5-1} (16 rodadas) projetado com a relação $I = X_1X_2X_3X_4X_5$ apresenta resolução V (2_V^{5-1}). Os confundimentos são: $X_1 = X_2X_3X_4X_5$, $X_2 = X_1X_3X_4X_5$, $X_3 = X_1X_2X_4X_5$, $X_4 = X_1X_2X_3X_5$, $X_5 = X_1X_2X_3X_4$, $X_1X_2 = X_3X_4X_5$, $X_1X_3 = X_2X_4X_5$, $X_1X_4 = X_2X_3X_5$, $X_1X_5 = X_2X_3X_4$, $X_2X_3 = X_1X_4X_5$, $X_2X_4 = X_1X_3X_5$, $X_3X_5 = X_1X_3X_4$, $X_3X_4 = X_1X_2X_5$, $X_3X_5 = X_1X_2X_4$ e $X_4X_5 = X_1X_2X_3$.

Observe que independentemente da resolução, os experimentos se mantêm balanceados, ou seja, com um número igual de níveis (-) e (+) para cada fator.

Uma vez que se tenha o cálculo de efeito dos fatores após os experimentos, se alguma interação aparecer como significativa, não se saberá com certeza se a significância é referente

a ela ou ao seu confundimento. Porém, vale ressaltar que algumas interações têm possibilidades mínimas de ocorrer, especialmente de terceira ordem ou mais. No final, para entender o que realmente é significativo, é necessário conhecimento do processo experimental para filtrar interações não factíveis. Outra solução seria levar estes fatores para outro experimento sem este confundimento e reaver a relação. A relação entre fatores, tratamentos e resolução está resumida na Figura 50 .

Figura 50 – Resoluções para experimentos fracionados.

		Número de Fatores										
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Número de Rodadas	4	2^2	2^{3-1}									
	8		2^3	2^{4-1}	2^{5-2}	2^{6-3}	2^{7-4}					
	16			2^4	2^{5-1}	2^{6-2}	2^{7-3}	2^{8-4}	2^{9-5}	2^{10-6}	2^{11-7}	2^{12-8}
	32				2^5	2^{6-1}	2^{7-2}	2^{8-3}	2^{9-4}	2^{10-5}	2^{11-6}	2^{12-7}
	64	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="border: 1px solid black; width: 15px; height: 15px; background-color: white; margin-right: 5px;"></div> <div>Resolução Completa</div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="background-color: yellow; width: 15px; height: 15px; margin-right: 5px;"></div> <div>IV</div> <div style="background-color: green; width: 15px; height: 15px; margin-right: 5px;"></div> <div>V</div> <div style="background-color: red; width: 15px; height: 15px; margin-right: 5px;"></div> <div>III</div> </div>				2^6	2^{7-1}	2^{8-2}	2^{9-3}	2^{10-4}	2^{11-5}	2^{12-6}
	128					2^7	2^{8-1}	2^{9-2}	2^{10-3}	2^{11-4}	2^{12-5}	

Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Quanto maior a resolução, menor a restrição de entendimento de interações ao interpretar os resultados do experimento. Portanto, existe uma relação custo benefício no momento da escolha da resolução de um experimento. De um lado tem-se custo, de outro a informação sobre os fatores e suas interações.

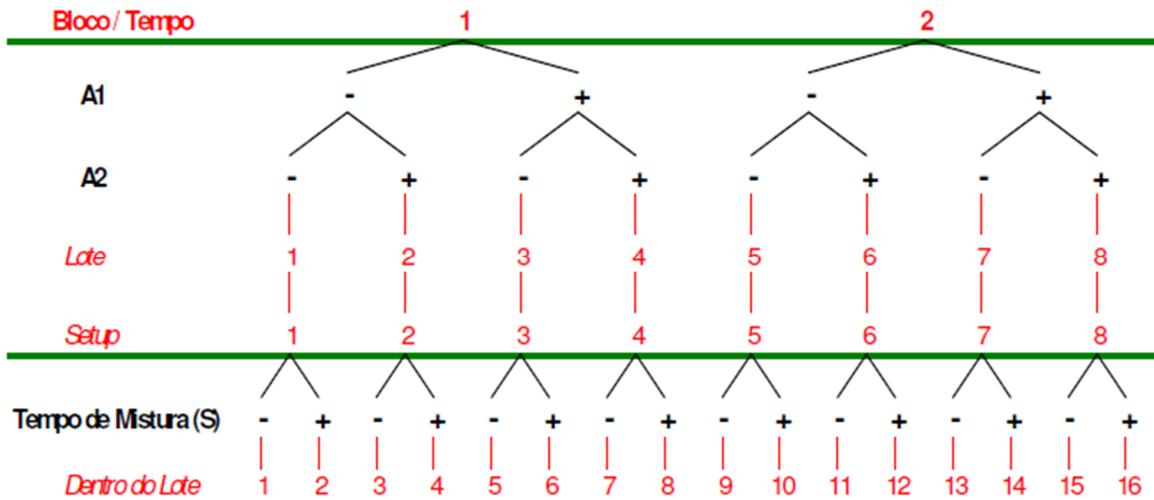
Observando a Figura 50, nota-se que em um extremo têm-se os experimentos completos, os quais são os mais ricos em informações, porém os mais caros. No outro extremo, têm-se experimentos com resolução III, os quais apresentam os menores custos, porém os menores níveis de informações sobre interações. É interessante observar que dentro de cada resolução tem-se uma gama de fatores mantendo o número de tratamentos. Por exemplo, considerando 16 rodadas e resolução IV, pode-se obter informações sobre 6, 7 ou 8 fatores com o mesmo custo de experimento.

A.5 DIAGRAMAS DE RELAÇÃO DE FATORES (FRD)

O FRD é uma ferramenta para visualização gráfica de um plano experimental. Ele é utilizado para examinar de forma mais fácil e robusta a estratégia experimental antes de

executar o experimento assim como a interpretação dos resultados. Além disso, o FRD permite entender as restrições e suas implicações ao rodar um experimento. Um exemplo hipotético de um FRD é ilustrado na Figura 51.

Figura 51 – Exemplo de FRD para um DOE hipotético.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Tudo que está acima do topo da árvore do experimento é considerado constante ao longo de toda execução do mesmo. Ao descer os níveis da árvore, ou divide-se cada ramo em dois níveis (- e +) para fatores manipulados (A1, A2 e S), ou ainda se mantém um único valor quando se trata de um fator não manipulado (Lote, Setup, Dentro do Lote).

APÊNDICE B – Linearização do modelo do gerador

O modelo do GIP definido pela Equação (16) em tempo contínuo apresenta não linearidades oriundas da multiplicação dos estados ω_e por i_d e ω_e por i_q , conforme

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_q \\ \dot{i}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & -\omega_e \frac{L_q}{L_d} & 0 \\ \omega_e \frac{L_d}{L_q} & -\frac{R_s}{L_q} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_s}{L_0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \dots \quad (64)$$

O termo ω_e pode ser considerado como uma constante ($\overline{\omega_e}$) para simplificar o modelo e as simulações, resultando em

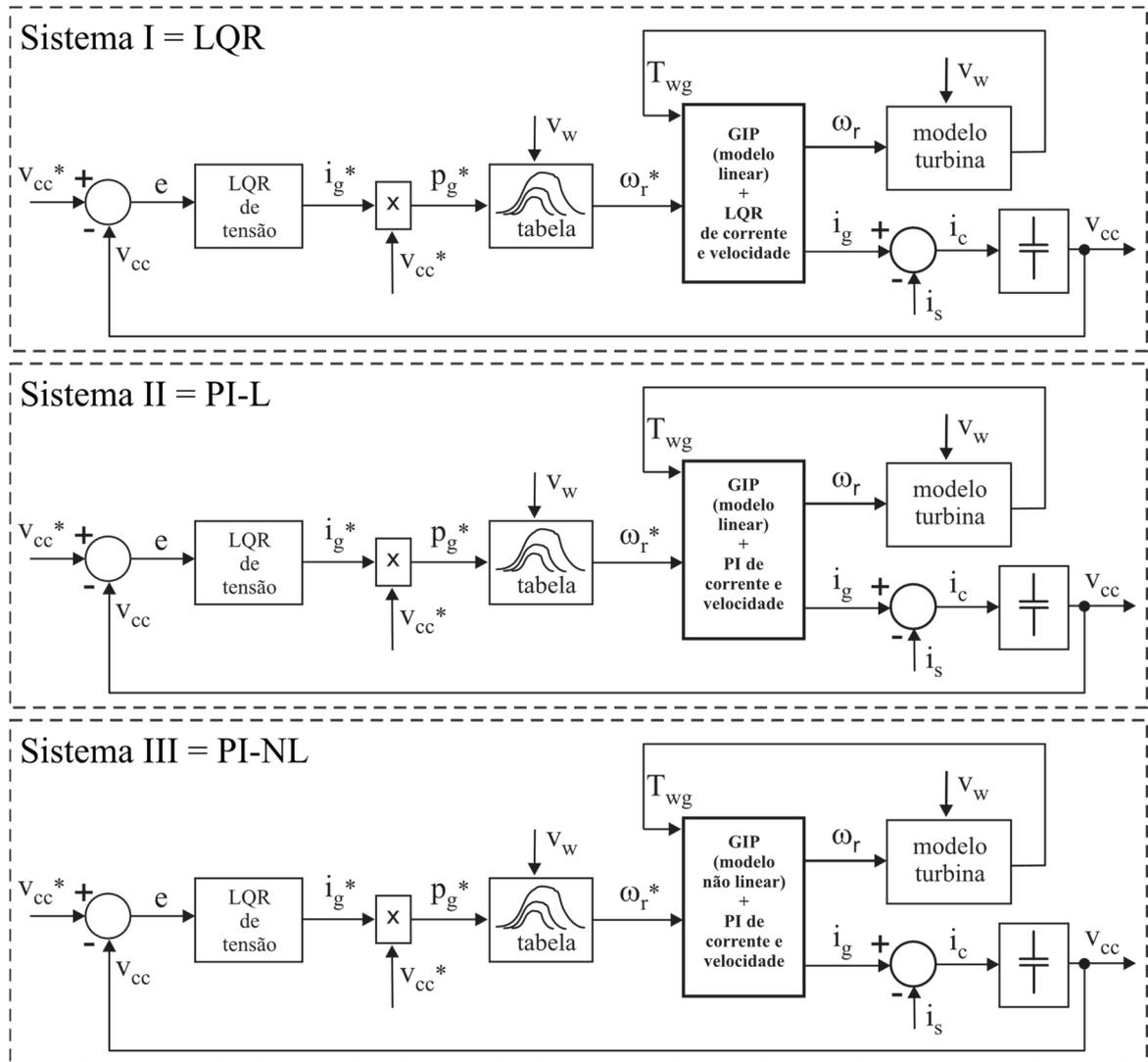
$$\begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_q \\ \dot{i}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & -\frac{\overline{\omega_e} L_q}{L_d} & 0 \\ \frac{\overline{\omega_e} L_d}{L_q} & -\frac{R_s}{L_q} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_s}{L_0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \dots \quad (65)$$

No entanto, os efeitos desta simplificação devem ser avaliados para manter a validade dos resultados de simulação do sistema de geração eólica. Com este objetivo, simulações comparativas entre modelo linear e modelo não linear foram elaboradas. Estas comparações foram obtidas com três sistemas completos simulados concomitantemente conforme a Figura 52. Ambos sistemas estão nas mesmas condições de operação (referência de barramento, velocidade do vento, modelo da turbina, etc.), apresentando somente o bloco que contém o modelo do gerador e os controladores de velocidade e corrente como algo distinto entre eles.

O sistema I é o mesmo ilustrado anteriormente na Figura 19, com modelo linearizado do gerador e controlador LQR para correntes e velocidade. O sistema II é igual ao sistema I em quase sua totalidade, diferenciando-se no que se refere a técnica de controle de velocidade e corrente. Ao invés de controladores LQR, utilizou-se controladores PIs para tal funcionalidade. Estes controladores foram sintonizados na base de tentativa erro para proporcionar respostas transitórias o mais próximas possíveis do sistema I para as mesmas condições de operação e

transitório de carga. O sistema III foi derivado do sistema II com alteração somente do modelo do gerador, no qual foi considerada (não ignorada) a não linearidade mencionada na Equação (66).

Figura 52 – Simulação para comparação entre modelo linear e não linear.

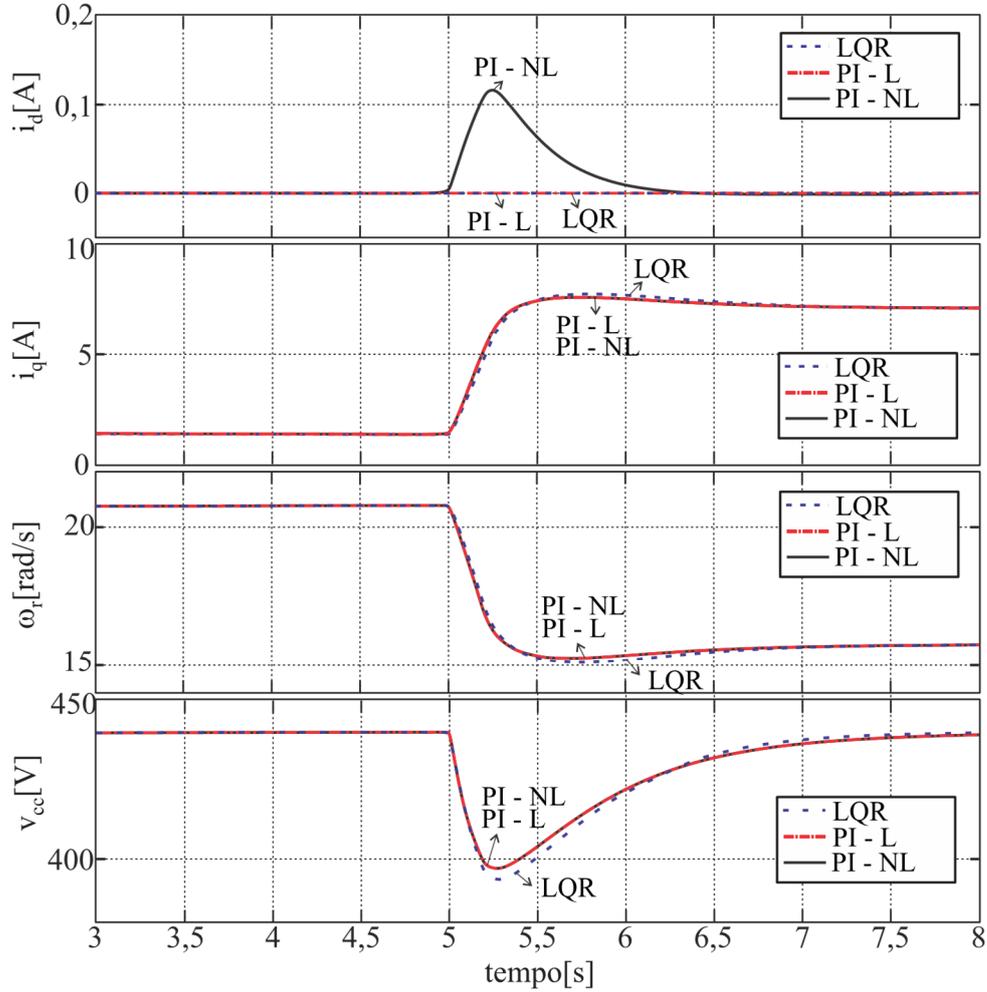


Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

As formas de onda resultantes dessa comparação estão ilustradas na Figura 53. Observe-se que as formas de onda de i_q , ω_r , e v_{cc} são iguais entre modelo linear (PI-L) e não linear (PI-NL) utilizando o controlador PI. A única que difere é a corrente i_d . A resposta do controle LQR é minimamente diferente de forma geral. A diferenciação não é relacionada ao modelo, mas sim a dificuldade em obter uma sintonia que resultasse em respostas exatamente iguais entre LQR e PI. Com estes resultados se conclui que a linearização do modelo do gerador não afeta

as simulações do sistema de geração de forma significativa, e, portanto, será utilizado em todas as simulações da tese.

Figura 53 – Comparação entre modelo linear e modelo não linear.



Fonte: Elaborada pelo autor, 2018.

Para diminuir ao máximo o erro devido à linearização, utilizou-se o valor nominal de ω_e para cada simulação ao longo da tese.

APÊNDICE C – Função de transferência de tensão do barramento CC

Para obter a função de transferência de tensão de barramento pela velocidade de rotação ($G_{v\omega}(s)$) a partir da Equação (28), necessita-se do respectivo modelo de pequenos sinais. O termo (t) foi suprimido na Equação (28) para fins de simplificação na notação, no entanto, para facilitar o entendimento do processo a seguir, optou-se por utilizar o termo (t), tornando a Equação (28) em

$$\omega_r(t)J_{te} \frac{d\omega_r(t)}{dt} + v_{CC}(t)C_b \frac{dv_{CC}(t)}{dt} = p_{ex}(t). \quad (66)$$

Para obter o modelo de pequenos sinais, admite-se que as variáveis de entrada e as equações médias possam ser expressas por um valor quiescente mais uma pequena variação c.a., tais como

$$v_{CC}(t) = V_{CC} + \hat{v}_{CC}(t), \quad \omega_r(t) = \Omega_r + \hat{\omega}_r(t) \quad \text{e} \quad p_{ex}(t) = P_{ex} + \hat{p}_{ex}(t). \quad (67)$$

Ao substituir (67) em (66) surgem termos CC, termos CA de 1ª ordem e termos CA de 2ª ordem, conforme

$$\begin{aligned} & \Omega_r J_{te} \frac{d\Omega_r}{dt} + \Omega_r J_{te} \frac{d\hat{\omega}_r(t)}{dt} + \hat{\omega}_r(t) J_{te} \frac{d\Omega_r}{dt} + \hat{\omega}_r(t) J_{te} \frac{d\hat{\omega}_r(t)}{dt} + \\ & V_{CC} C_b \frac{dV_{CC}}{dt} + V_{CC} C_b \frac{d\hat{v}_{CC}(t)}{dt} + \hat{v}_{CC}(t) C_b \frac{dV_{CC}}{dt} + \hat{v}_{CC}(t) C_b \frac{d\hat{v}_{CC}(t)}{dt} = P_{ex} + \hat{p}_{ex}(t) \end{aligned} \quad (68)$$

Os termos CC derivados são dados por

$$\Omega_r J_{te} \frac{d\Omega_r}{dt} + V_{CC} C_b \frac{dV_{CC}}{dt} = P_{ex}. \quad (69)$$

Os elementos CA de 1ª ordem, os quais contêm uma variável CA multiplicando uma constante CC, sendo estas funções lineares das variações CA, são dados por

$$\Omega_r J_{te} \frac{d\hat{\omega}_r(t)}{dt} + \hat{\omega}_r(t) J_{te} \frac{d\Omega_r}{dt} + V_{CC} C_b \frac{d\hat{v}_{CC}(t)}{dt} + \hat{v}_{CC}(t) C_b \frac{dV_{CC}}{dt} = \hat{p}_{ex}(t), \quad (70)$$

ou ainda, simplificando derivadas de constantes, tem-se

$$\Omega_r J_{te} \frac{d\hat{\omega}_r(t)}{dt} + V_{CC} C_b \frac{d\hat{v}_{CC}(t)}{dt} = \hat{p}_{ex}(t). \quad (71)$$

Os elementos CA de 2ª ordem são normalmente não-lineares, pois envolvem a multiplicação de sinais variantes no tempo. São eles

$$\hat{\omega}_r(t)J_{te}\frac{d\hat{\omega}_r(t)}{dt} + \hat{v}_{CC}(t)C_b\frac{d\hat{v}_{CC}(t)}{dt} = 0. \quad (72)$$

É desejável desconsiderar estes termos não lineares, até porque a magnitude dos mesmos é bastante pequena. Para encontrar $G_{v\omega}(s)$, aplica-se a transformada de Laplace na Equação (71), resultando em

$$\Omega_r J_{te} s \hat{\omega}_r(s) + V_{CC} C_b s \hat{v}_{CC}(s) = \hat{p}_{ex}(s), \quad (73)$$

ou ainda

$$\frac{\hat{v}_{CC}(s)}{\hat{\omega}_r(s)} = \frac{\hat{p}_{ex}(s) - \Omega_r J_{te} s}{V_{CC} C_b s}. \quad (74)$$

Para simplificação, define-se a constante

$$k_{cc} = \frac{\Delta \hat{p}_{ex}}{\Delta \hat{\omega}_r}, \quad (75)$$

que representa a inclinação da curva de potência eólica ilustrada na Figura 15 e definida pela Equação (2).

APÊNDICE D – Modelos tabelados das turbinas eólicas simuladas (T₁, T₂ e T₃)

O controle proposto para as turbinas eólicas necessita de uma função que descreva a potência extraída para diferentes condições de operação. Esta função foi implementada através do bloco denominado “tabela” no diagrama da Figura 19. Este bloco tem como entradas a velocidade do vento e a potência gerada enquanto provê a velocidade de rotação como saída. As tabelas foram obtidas através da Equação (2) para velocidades de vento de 6, 8, 10 e 12 m/s e seis valores distintos de potência com o objetivo de descrever curvas como as da Figura 15. As constantes utilizadas para o modelo das turbinas na Equação (3) foram definidas como: $c_1=0,5$; $c_2=116$; $c_5=5$ e $c_6=21$ (ROLAN *et al.*, 2009).

Foram geradas seis tabelas, duas para cada turbina simulada, sendo uma para o Setor I e outra para o Setor II (Tabelas 10, 11, 12, 13, 14 e 15). Para não haver instabilidade na região de troca de setor, a velocidade de rotação máxima para o Setor I e a mínima para o Setor II foram definidas com certa margem até o ponto de inversão de setor. Uma única turbina não foi simulada em ambos setores com o mesmo controle ou a mesma tabela. Foram simuladas turbinas distintas com suas respectivas tabelas e controladores de acordo com o setor.

Tabela 10 – Modelo tabelado da turbina T₁ para o Setor I (ω_r^* em função de v_w e p_g^*).

Setor I		p_g^* [w]						
		2,48	35	119	283	552	900	956
v_w [m/s]	6	2,13	3,54	6,54	6,54	6,54	6,54	6,54
	8	2,55	3,84	5,23	8,84	8,84	8,84	8,84
	10	2,95	4,2	5,5	7,1	11	11	11
	12	3,4	4,65	5,7	7	8,8	11,88	13,44

Tabela 11 – Modelo tabelado da turbina T₁ para o Setor II (ω_r^* em função de v_w e p_g^*).

Setor II		p_g^* [w]						
		2,48	35	119	283	552	900	956
v_w [m/s]	6	10,8	10,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
	8	14,6	14,2	13,1	9,2	9,2	9,2	9,2
	10	18,3	18	17,4	16	11,6	11,6	11,6
	12	22	21,75	21,3	20,4	18,7	15,36	13,8

Tabela 12 – Modelo tabelado da turbina T₂ para o Setor I (ω_r^* em função de v_w e p_g^*).

Setor I		p_g^* [w]						
		4,96	70	238	566	1104	1800	1912
v_w [m/s]	6	1,50	2,50	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
	8	1,80	2,71	3,70	6,25	6,25	6,25	6,25
	10	2,08	2,97	3,89	5,02	7,78	7,78	7,78
	12	2,40	3,29	4,03	4,95	6,22	8,4	9,51

Tabela 13 – Modelo tabelado da turbina T₂ para o Setor II (ω_r^* em função de v_w e p_g^*).

Setor II		p_g^* [w]						
		4,96	70	238	566	1104	1800	1912
v_w [m/s]	6	7,64	7,22	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11
	8	10,33	10,05	9,27	6,52	6,52	6,52	6,52
	10	12,95	12,74	12,31	11,32	8,21	8,21	8,21
	12	15,27	15,39	15,07	14,43	13,23	11,05	9,76

Tabela 14 – Modelo tabelado da turbina T₃ para o Setor I (ω_r^* em função de v_w e p_g^*).

Setor I		p_g^* [w]						
		9,92	140	476	1132	2208	3600	3824
v_w [m/s]	6	1,06	1,77	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
	8	1,27	1,92	2,62	4,43	4,43	4,43	4,43
	10	1,47	2,10	2,75	3,55	5,51	5,51	5,51
	12	1,70	2,33	2,85	3,50	4,41	5,95	6,72

Tabela 15 – Modelo tabelado da turbina T₃ para o Setor II (ω_r^* em função de v_w e p_g^*).

Setor II		p_g^* [w]						
		9,92	140	476	1132	2208	3600	3824
v_w [m/s]	6	5,41	5,11	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62
	8	7,31	7,11	6,56	4,62	4,62	4,62	4,62
	10	9,17	9,02	8,71	8,01	5,81	5,81	5,81
	12	11,02	10,89	10,67	10,22	9,37	7,81	6,92