



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
COMPUTAÇÃO
MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

ÂNGELO MARCÍLIO MARQUES DOS SANTOS

**SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA CONECTADO À REDE ELÉTRICA
COM UTILIZAÇÃO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E FILTRO
ATIVO DE POTÊNCIA**

SOBRAL

2022

ÂNGELO MARCÍLIO MARQUES DOS SANTOS

SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA CONECTADO À REDE ELÉTRICA COM
UTILIZAÇÃO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E FILTRO ATIVO DE
POTÊNCIA

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica e de Computação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica e de Computação. Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica e Eletrônica de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Adson Bezerra Moreira.

SOBRAL

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S239s Santos, Ângelo Marcílio Marques dos.

SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA CONECTADO À REDE ELÉTRICA COM UTILIZAÇÃO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E FILTRO ATIVO DE POTÊNCIA / Ângelo Marcílio Marques dos Santos. – 2022.

134 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Sobral, 2022.

Orientação: Prof. Dr. Adson Bezerra Moreira.

1. Geração Eólica. 2. GIGE. 3. MPPT. 4. SAE. 5. Qualidade de energia. I. Título.

CDD 621.3

ÂNGELO MARCÍLIO MARQUES DOS SANTOS

SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA CONECTADO À REDE ELÉTRICA COM
UTILIZAÇÃO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E FILTRO ATIVO DE
POTÊNCIA

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica e de Computação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica e de Computação. Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica e Eletrônica de Potência.

Aprovada em: 26/10/2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Adson Bezerra Moreira (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Profª. Dra. Vanessa Siqueira de Castro Teixeira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Tárcio André dos S. Barros
Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)

A Deus

Ao meu pai Agenor Daniel

À minha mãe Rita Marques

Ao meu irmão Ângelo Marcelo

A minha esposa Thallita Viana

Eu dedico esse trabalho.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ser essencial em minha vida, autor do meu destino, meu guia, socorro bem presente na hora da angústia. Seu fôlego de vida em mim me foi sustento e me deu coragem para questionar realidades e propor sempre um novo mundo de possibilidades.

Ao meu Pai Agenor Daniel, cuja presença significou segurança e certeza de que não estou sozinho nessa caminhada.

À minha mãe Rita Marques, cujo o cuidado e dedicação me deram a esperança para seguir.

Ao meu irmão Ângelo Marcelo, e sua família, que sempre me ajudou no que precisei.

À todos os meus demais familiares que sempre me apoiaram durante todo este período.

À minha esposa Thallita Viana que esteve comigo durante essa jornada.

Ao Prof. Dr. Adson Bezerra Moreira pela valiosa orientação, otimismo e por acreditar em mim no desenvolvimento desse trabalho, orientando-me e fazendo tudo o que estava ao seu alcance para que eu lograsse êxito nessa jornada.

Aos amigos e colegas de mestrado pelo companheirismo, momentos de descontração, colaboração e trocas de experiências durante essa jornada acadêmica.

Aos membros da banca examinadora pelos comentários, sugestões e contribuições que tornaram melhor a qualidade deste trabalho.

"Não te mandei eu? Esforça-te, e tem bom
ânimo; não temas, nem te espantes; porque o
Senhor teu Deus é contigo, por onde quer que
andares."

(Bíblia Sagrada: Josué 1:9)

RESUMO

Este trabalho apresenta um sistema de geração de energia eólica acionado por Gerador de Indução de rotor em Gaiola de Esquilo (GIGE), conectado à rede elétrica e que possui uma configuração de sistema de armazenamento de energia (SAE) com baterias aplicado ao sistema eólico proposto. Além disso, através do conversor do lado da rede elétrica, é realizada a mitigação de harmônicos das correntes da rede elétrica com o Filtro Ativo de Potência (FAP), que utiliza a estratégia das potências instantâneas (p-q). O GIGE foi escolhido por apresentar vantagens como sua robustez, simplicidade, peso menor e baixo custo quando comparado com outras máquinas. É conectado diretamente ao conversor de potência bidirecional *back-to-back*, fornecendo potências ativa e reativa à rede elétrica. A geração de energia do GIGE é obtida por meio da técnica de MPPT a partir do lambda ótimo e velocidade ótima de rotação da turbina, que realiza com maior eficiência o aproveitamento da energia do vento disponível, sendo aplicada através do controle de velocidade do GIGE. Com o objetivo de tornar o sistema de geração eólica confiável mesmo diante das oscilações do vento e de diferentes potências produzidas, é realizada a implantação de um sistema de armazenamento de energia com baterias, sendo estes responsáveis pelo fluxo de potência gerada/demandada, armazenando energia quando a geração for maior que a demanda e injetando energia na rede elétrica quando a geração for menor que a demanda. O SAE é conectado ao conversor *back-to-back* por meio de um conversor elevador-abaixador de corrente contínua, conversor buck-boost. O controle do gerador é realizado a partir do controle de velocidade e da corrente de magnetização. Já o controle do Conversor do Lado da Rede (CLR) é realizado pelo controle das potências. Para o banco de baterias é utilizado o controle da tensão no barramento de corrente contínua e do fluxo na corrente da bateria, utilizando controladores do tipo PI. O FAP é aplicado através do CLR, e acarreta a DHT igual a 4,88%, dentro dos valores estabelecidos pelas normas internacionais, melhorando a qualidade de energia. O sistema é composto por turbina eólica, caixa de velocidade, GIGE, conversor eletrônico de potência *back-to-back*, conversor CC-CC, banco de baterias e cargas não lineares. O sistema estudado foi matematicamente modelado e simulado por meio de técnicas de simulação computacional usando modelos matemáticos do sistema estudado para a validação das estratégias de controle empregadas em diferentes condições de operação. Para as simulações foi utilizado o software Matlab / Simulink.

Palavras-chave: Geração Eólica; GIGE; MPPT; SAE; Qualidade de energia.

ABSTRACT

This paper presents a grid-connected wind energy generation system driven by a Squirrel Cage Induction Generator (SCIG), which includes an energy storage system (ESS) configuration with batteries. Additionally, harmonic mitigation of grid currents is performed by the grid-side converter, acting as an Active Power Filter (APF) based on the instantaneous power (p-q) theory. The SCIG was chosen due to advantages such as robustness, simplicity, lower weight, and low cost compared to other machines. It is directly connected to a bidirectional back-to-back power converter, supplying active and reactive power to the grid. The SCIG's power generation is achieved using a Maximum Power Point Tracking (MPPT) technique based on the optimal tip-speed ratio (lambda) and optimal turbine speed. This technique, implemented through the SCIG's speed control, allows for more efficient harvesting of the available wind energy. To make the wind generation system reliable against wind fluctuations and variable power production, a battery-based energy storage system is implemented. This system is responsible for managing the power flow, storing energy when generation exceeds demand and injecting it into the grid when generation is lower than demand. The ESS is connected to the back-to-back converter through a DC-DC buck-boost converter. The generator is controlled based on its speed and magnetizing current, while the Grid-Side Converter (GSC) is controlled based on power flow. The battery bank is controlled by regulating the DC bus voltage and the battery current, using PI controllers. The APF functionality, implemented by the GSC, results in a THD of 4.88%, which is within the limits established by international standards, thereby improving power quality. The system is composed of a wind turbine, gearbox, SCIG, back-to-back power electronic converter, DC-DC converter, battery bank, and non-linear loads. The studied system was mathematically modeled and simulated using computational simulation techniques to validate the employed control strategies under different operating conditions. The Matlab/Simulink software was used for the simulations.

Keywords: Wind Power Generation; SCIG; MPPT; ESS; Power quality.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Componentes de um sistema de geração eólica	18
Figura 2 – Sistema de geração eólica proposto	20
Figura 3 – Capacidade eólica global cumulativa.	28
Figura 4 – Capacidade eólica cumulativa de países.	29
Figura 5 – Matriz Elétrica Brasileira.	29
Figura 6 – Geração por Estado - 2021 (MWmed).	30
Figura 7 – Evolução da Capacidade Instalada (MW).	30
Figura 8 – Componentes de um aerogerador.	31
Figura 9 – Regiões de operação de uma turbina eólica.	33
Figura 10 – Curvas de potência para diferentes velocidades de vento e $\beta = 0$	43
Figura 11 – Coeficiente de potência versus velocidade de ponta com o ângulo de inclinação como parâmetro.	44
Figura 12 – Máquina de indução simétrica bipolar, trifásica e em estrela.	45
Figura 13 – Diagrama esquemático do sistema para controlar o GIGE.	49
Figura 14 – Diagrama de blocos do observador de fluxo.	50
Figura 15 – Circuito equivalente da máquina de indução.	51
Figura 16 – Diagrama de blocos do controle de velocidade do CLG.	53
Figura 17 – Sistema de controle de corrente do conversor do lado do gerador.	55
Figura 18 – Diagramas de blocos simplificados dos controladores de corrente elétrica do CLG em coordenadas dq.	56
Figura 19 – Resposta em frequência de malha aberta do controlador de correntes elétricas do CLG.	58
Figura 20 – Resposta em frequência de malha aberta do controlador de velocidade do CLG.	59
Figura 21 – Conversor do lado da rede (Conversor do Lado da Rede (CLR)).	60
Figura 22 – Esquema de controle do CLR.	63
Figura 23 – Sistema de controle de corrente do CLR.	65
Figura 24 – Diagrama de blocos do controle da tensão do barramento CC a partir do CLR.	66
Figura 25 – Diagrama de blocos da obtenção das correntes de referência do CLR a partir da potência demandada pela rede elétrica.	66
Figura 26 – Diagrama esquemático do PLL.	67
Figura 27 – Estágios de carga e descarga bateria íon de lítio.	69

Figura 28 – Conversor CC-CC bidirecional conectado à bateria e barramento CC.	70
Figura 29 – Conversor Boost - Modelo da chave PWM.	71
Figura 30 – Modelo da chave PWM.	71
Figura 31 – Conversor boost no modelo da chave PWM.	72
Figura 32 – Sistema de controle do conversor CC-CC.	73
Figura 33 – Potências instantâneas no sistema trifásico.	75
Figura 34 – Esquema de controle do CLR com Filtro Ativo de Potência (FAP).	75
Figura 35 – Identificador harmônico de corrente.	77
Figura 36 – Diagramas de blocos simplificado dos controladores de corrente elétrica do CLR.	83
Figura 37 – Resposta em frequência da malha aberta do controle das correntes elétricas do CLR.	84
Figura 38 – Diagrama de blocos simplificado do controle de tensão barramento CC.	85
Figura 39 – Resposta em frequência de malha aberta do controlador de tensão do barramento CC.	86
Figura 40 – Diagrama de blocos simplificado do controlador de corrente da bateria.	86
Figura 41 – Resposta em frequência da malha aberta do controle da corrente da bateria.	87
Figura 42 – Diagramas de blocos simplificado do controlador de tensão.	88
Figura 43 – Resposta em frequência da malha aberta do controle de tensão.	89
Figura 44 – V_d , V_q e θ obtidos a partir do PLL e V_a	91
Figura 45 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica I_d	92
Figura 46 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica I_q	92
Figura 47 – P e Q fornecidas pelo CLR no PAC.	93
Figura 48 – Formas de onda de V_a , i_{rede} , i_{clr} e i_{carga} do sistema operando sem FAP.	93
Figura 49 – Espectro da corrente da carga não-linear.	94
Figura 50 – Espectro da corrente da rede elétrica.	94
Figura 51 – SOC do banco de baterias.	95
Figura 52 – Tensão do banco de baterias.	96
Figura 53 – Resposta da corrente do banco de baterias.	96
Figura 54 – Tensão no barramento CC.	97
Figura 55 – Corrente de magnetização de referência e corrente de magnetização medida do GIGE.	98

Figura 56 – Resposta do controle de velocidade no GIGE.	99
Figura 57 – Resposta de i_{ed}	99
Figura 58 – Resposta de i_{eq}	100
Figura 59 – Perfil da velocidade do vento.	100
Figura 60 – λ_t da turbina eólica.	101
Figura 61 – C_p da turbina eólica.	101
Figura 62 – Perfil de potência mecânica da turbina eólica.	102
Figura 63 – Fluxo de potência ativa do sistema.	102
Figura 64 – Fluxo de potência reativa no PAC.	103
Figura 65 – Fluxo de potência ativa para o caso 1.	103
Figura 66 – Fluxo de potência reativa no PAC para o caso 1.	105
Figura 67 – Perfil da velocidade do vento.	105
Figura 68 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica I_d . . .	106
Figura 69 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica I_q . . .	106
Figura 70 – P e Q fornecidas pelo CLR no PAC.	107
Figura 71 – SOC do banco de baterias.	108
Figura 72 – Tensão do banco de baterias.	108
Figura 73 – Resposta da corrente do banco de baterias.	108
Figura 74 – Tensão no barramento CC.	109
Figura 75 – Resposta do controle de velocidade no GIGE.	110
Figura 76 – Resposta de i_{eq}	110
Figura 77 – Perfil de potência mecânica da turbina eólica.	111
Figura 78 – Fluxo de potência ativa para o caso 2.	112
Figura 79 – Fluxo de potência reativa no PAC para o caso 2.	112
Figura 80 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica I_d com FAP.	113
Figura 81 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica I_q com FAP.	113
Figura 82 – P e Q fornecidas pelo CLR no PAC, com FAP.	114
Figura 83 – Fluxo de potência reativa no PAC para o caso 3.	114
Figura 84 – Formas de onda da tensão da rede elétrica (V_a), corrente da rede elétrica (i_a), do CLR e da carga não-linear do sistema operando com FAP.	115

Figura 85 – Espectro da corrente da rede elétrica do sistema operando com FAP.	116
Figura 86 – PLL implementado no software MatLab/Simulink.	130
Figura 87 – Sistema de controle de corrente do CLR implementado no software MatLab/- Simulink.	130
Figura 88 – Controle de tensão do barramento CC implementado no software MatLab/Si- mulink.	131
Figura 89 – Observador de fluxo implementado no software MatLab/Simulink.	132
Figura 90 – Sistema de controle de corrente do CLG implementado no software MatLab/- Simulink.	132

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites de distorção para tensão.	41
Tabela 2 – Valores do coeficiente de potência.	43
Tabela 3 – Equações utilizadas no projeto do conversor CC/CC.	82
Tabela 4 – Condições de operação para caso 1.	90
Tabela 5 – Condições de operação para caso 2.	105
Tabela 6 – Parâmetros da turbina eólica.	127
Tabela 7 – Parâmetros do GIGE.	127
Tabela 8 – Parâmetros do conversor eletrônico CC-CC.	128
Tabela 9 – Parâmetros do conversor eletrônico CC-CC.	128
Tabela 10 – Parâmetros do conversor eletrônico de potência <i>Back-to-Back</i>	129
Tabela 11 – Parâmetros do retificador trifásico - carga não-linear.	129
Tabela 12 – Parâmetros do lado da rede elétrica.	129

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CLG	Conversor do Lado do Gerador
CLR	Conversor do Lado da Rede
DFIG	Gerador de Indução Duplamente Alimentado - do inglês <i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
DHT	Distorção Harmônica Total
DVR	Restaurador Dinâmico de Tensão - do inglês <i>Dynamic Voltage Restorer</i>
EMS	Sistema de Gerenciamento de Energia <i>energy management system</i>
FAP	Filtro Ativo de Potência
GIGE	Gerador de Indução Gaiola de Esquilo
GIRB	Gerador de Indução Rotor Bobinado
GRV	Gerador de Relutância Variável
GS	Gerador Síncrono
GSEI	Gerador Síncrono de Excitação Independente
GSIP	Gerador Síncrono de Imãs Permanentes
IUPQC	Condicionador Unificado de Qualidade de Energia Melhorado - do inglês <i>Improved Unified Power Quality Conditioner</i>
MPPT	<i>maximum power point tracking</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SAPF	Filtro Ativo de Potência Paralelo - do inglês <i>Shunt Active Power Filter</i>
SoC	<i>State of Charge</i>
UPQC	Condicionador Unificado de Qualidade de Energia - do inglês <i>Unified Power Quality Conditioner</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Objetivos e contribuições	20
1.2	Justificativa	20
1.3	Estado da Arte	21
1.4	Estrutura do trabalho	25
2	GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA ENERGIA EÓLICA COM UTILIZAÇÃO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E FILTRAGEM ATIVA DE POTÊNCIA	27
2.1	Energia Eólica	27
2.1.1	<i>No Mundo</i>	27
2.1.2	<i>No Brasil</i>	28
2.2	Turbina Eólica	31
2.2.1	<i>Modos de operação</i>	33
2.2.2	<i>Turbinas a velocidade fixa</i>	34
2.2.3	<i>Turbinas a velocidade variável</i>	34
2.3	Geradores Elétricos	35
2.3.1	<i>Geradores Síncronos</i>	35
2.3.2	<i>Geradores Assíncronos</i>	36
2.4	Conversores Eletrônicos de Potência	37
2.5	Armazenamento de Energia em Sistemas Eólicos	38
2.5.1	<i>Baterias</i>	38
2.5.2	<i>Conversores para Sistemas de Armazenamento de Energia</i>	40
2.6	Filtro Ativo	41
3	SISTEMA DE CONTROLE DO GERADOR DE INDUÇÃO COM ROTOR EM GAIOLA	42
3.1	Modelo da Turbina Eólica	42
3.1.1	<i>Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (Maximum Power Point Tracking - MPPT)</i>	43
3.2	Modelo do Gerador de Indução	44
3.2.1	<i>Referencial em coordenadas síncronas (d, q)</i>	46

3.3	Modelagem do controle do Conversor do Lado do Gerador (CLG)	48
3.3.1	<i>Observador de Fluxo</i>	48
3.3.1.1	<i>Corrente de magnetização de referência \hat{i}_{mr-ref}</i>	50
3.3.2	<i>Controle de velocidade</i>	52
3.3.3	<i>Controle de corrente do CLG</i>	53
3.4	Projeto dos controladores PI do CLG	55
3.4.1	<i>Projeto dos controladores da malha de corrente</i>	56
3.4.2	<i>Projeto do controlador da malha de velocidade</i>	58
4	MODELAGEM E CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DA REDE (CLR) E DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	60
4.1	Conversor conectado à Rede Elétrica (CLR)	60
4.1.1	<i>Sistema de controle do CLR</i>	63
4.1.1.1	<i>Controle de corrente do CLR</i>	63
4.1.1.2	<i>Controle de tensão do barramento CC</i>	65
4.1.1.3	<i>Sincronização com a Rede Elétrica</i>	66
4.2	Sistema de Armazenamento de Energia	67
4.2.1	<i>Bateria</i>	67
4.2.2	<i>Conversor CC-CC conectado à bateria</i>	69
4.3	Estratégia de compensação de correntes elétricas harmônicas	73
4.4	Dimensionamento dos componentes do CLR e do conversor CC-CC	77
4.4.1	<i>Características da carga elétrica não-linear</i>	77
4.4.2	<i>Projeto dos elementos do CLR</i>	79
4.4.3	<i>Projeto dos elementos do conversor CC-CC</i>	81
4.5	Projeto dos Controladores	82
4.5.1	<i>Projeto de controladores do controle de corrente do CLR</i>	82
4.5.2	<i>Projeto de controladores do controle de tensão a partir do CLR</i>	84
4.5.3	<i>Projeto de controladores do controle de corrente do conversor CC-CC</i>	86
4.5.4	<i>Projeto de controladores do controle de tensão a partir do conversor CC-CC</i>	87
5	RESULTADOS	90
5.1	Resultados do sistema de geração eólica com velocidade variável de perfil comportado	90
5.1.1	<i>CLR</i>	91

5.1.2	<i>SAE</i>	95
5.1.3	<i>GIGE</i>	98
5.1.4	<i>Turbina Eólica</i>	100
5.1.5	<i>Gerenciamento de potências</i>	102
5.2	Resultados do sistema de geração eólica com velocidade variável de perfil turbulento	105
5.2.1	<i>CLR</i>	106
5.2.2	<i>SAE</i>	107
5.2.3	<i>GIGE</i>	109
5.2.4	<i>Turbina Eólica</i>	111
5.2.5	<i>Gerenciamento de potências</i>	111
5.3	Resultados do sistema de geração eólica com velocidade variável e com FAP	112
6	CONCLUSÕES	117
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	118
6.2	Publicações	118
	REFERÊNCIAS	120
	APÊNDICE A -PARÂMETROS DA TURBINA E DO GIGE	127
	APÊNDICE B -PARÂMETROS DA BATERIA E DO CONVERSOR	
	CC-CC	128
	APÊNDICE C -PARÂMETROS DO BACK-TO-BACK, CARGA NÃO-LINEAR E DA REDE ELÉTRICA	129
	APÊNDICE D -SISTEMA DE CONTROLE DO CLR	130
	APÊNDICE E -SISTEMA DE CONTROLE DO CLG	132

1 INTRODUÇÃO

O uso de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica levou o setor a contribuir com 73,2% das 49,4 bilhões de toneladas de emissões de gases de efeito estufa emitidas globalmente em 2016 (RITCHIE; ROXER, 2020). Esse gases causam desastres aos recursos naturais do planeta, tais como aquecimento global, mudanças climáticas, insegurança alimentar, entre outros (HUSSAIN *et al.*, 2020). Diante de todas as consequências da geração de energia elétrica a partir do uso de combustíveis fósseis, há uma necessidade cada vez maior da geração de energia elétrica a partir da utilização de energias renováveis, como eólica, solar, hidrelétrica e geotérmica que produzem menos gases de efeito estufa (ESHIEMOGIE *et al.*, 2022).

Dentre as fontes renováveis de energia, a energia eólica é uma das mais viáveis, já que é econômica e sustentável em comparação com outras fontes de energia, porque é uma fonte de energia renovável, de baixo custo e baixo impacto ambiental, com um custo de geração de energia em constante redução, e pode ser gerada localmente para aumentar a segurança energética (CHIEN *et al.*, 2021). À vista disso, muitos países em todo o mundo têm implantado parques eólicos para adicionar mais energia limpa à sua rede nacional, substituindo os combustíveis fósseis (NGUYEN *et al.*, 2021).

A geração de energia elétrica a partir da energia eólica requer um sistema composto, minimamente, por uma turbina eólica e um gerador elétrico. A turbina é responsável por captar a energia cinética contida nos ventos e o gerador será o encarregado pela conversão de energia mecânica em energia elétrica (GRANZA, 2014).

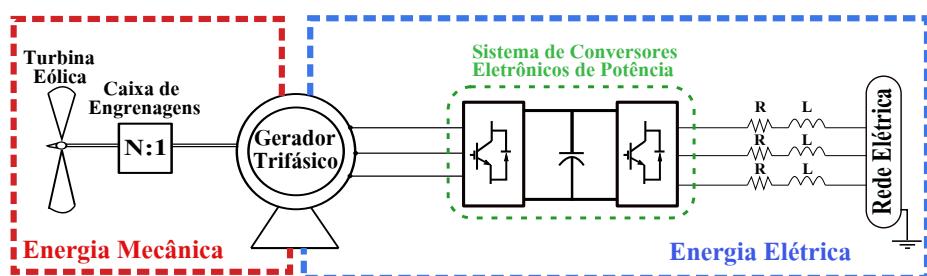
Os sistemas de geração eólica são classificadas quanto ao tipo de operação de velocidade: fixa ou variável. Nos sistemas de geração eólica que operam com velocidade fixa, o gerador elétrico é conectado diretamente à rede elétrica. Estes sistemas de velocidade fixa apresentam como vantagem um custo relativamente baixo e boa robustez, e apresentam como desvantagem a eficiência aerodinâmica limitada de suas turbinas, necessidade maior de manutenção das caixas de transmissão e instalação de banco de capacitores para compensar a potência reativa (PINTO, 2012).

Os sistemas de geração eólica que operam com velocidade variável possuem máxima eficiência de conversão de energia para diferentes velocidades de operação, e o gerador é conectado à rede elétrica através de conversores eletrônicos de potência (REIS, 2013). Esses sistemas tem como vantagens, além da maior eficiência, a redução acústica, redução do estresse

mecânico, possibilidade de extrair a máxima potência oriunda do vento e a compensação dinâmica das pulsações de torque e potência (ROCHA, 2018).

Os principais componentes de um sistema de geração eólica que opera em velocidade variável são mostrados na Figura 1, que são a turbina eólica, caixa de engrenagens ou caixa multiplicadora (*gearbox*), gerador elétrico e conjunto de conversores eletrônicos de potência, que são divididos em CLR e Conversor do Lado do Gerador (CLG), e a rede elétrica quando a ela conectada.

Figura 1 – Componentes de um sistema de geração eólica



Fonte: (MARTINS, 2017).

Existem diferentes configurações de sistemas eólicos quanto ao tipo de gerador elétrico utilizado e estratégias de controle. A escolha do gerador depende da aplicação a ser utilizada (em geração distribuída, parques eólicos, transmissão de energia elétrica). Outros fatores considerados são a potência da máquina e o custo. Os principais tipos de geradores elétricos utilizados no mercado de geração eólica são: Gerador de Indução Gaiola de Esquilo (GIGE), Gerador de Indução Rotor Bobinado (GIRB), Gerador Síncrono (GS), Gerador Síncrono de Imãs Permanentes (GSIP) e Gerador de Relutância Variável (GRV) (MARTINS, 2017).

A configuração de geração eólica a ser apresentada nessa dissertação utiliza o GIGE com operação em velocidade variável. A escolha da máquina de indução trifásica com rotor em gaiola apresenta vantagens devido à sua simplicidade de construção, confiabilidade, baixa manutenção, custo competitivo, alta eficiência e capacidade de regulação de velocidade.

Nesta configuração, o estator do GIGE é conectado diretamente ao conversor eletrônico de potência *back-to-back*, e este entrega potência à rede elétrica. O *back-to-back* é composto por dois conversores fonte de tensão, CLR e CLG, que são conectados por meio de um capacitor de barramento CC. O CLR tem a função de fornecer a energia à rede elétrica e controlar a tensão do barramento CC, enquanto o CLG tem a função de controlar o GIGE através do ponto de máxima potência.

A utilização do conversor *back-to-back* no sistema de geração eólica apresenta vantagens, já que, além de esse conversor controlar potência ativa e reativa nos quatro quadrantes, é capaz de realizar filtragem ativa de corrente da rede elétrica. Tais vantagens são importantes, já que o sistema de geração eólica gera instabilidade e afeta a qualidade de energia na rede de distribuição a qual está conectado, qualidade de energia que pode ser ainda mais afetada negativamente pela crescente utilização de cargas não-lineares que injetam harmônicos de corrente na rede elétrica (ROCHA, 2018).

A injeção de harmônicos distorce as formas de onda de tensão e corrente na rede elétrica, acarretando um baixo fator de potência, flutuação de potência reativa, cintilações de tensão, etc. Desse modo, a qualidade de energia elétrica é um importante fator do sistema de energia conectado à rede elétrica e as usinas eólicas modernas participam ativamente da melhoria da qualidade da energia, uma vez que além de gerar eletricidade, as usinas eólicas podem, através de seus conversores de potência, mitigar as harmônicas de corrente elétrica oriundas de cargas não-lineares existentes na mesma rede elétrica (MOREIRA *et al.*, 2019).

O Filtro Ativo de Potência (FAP) é amplamente utilizado para mitigar as correntes harmônicas na rede elétrica, pois detecta as correntes harmônicas causadas por cargas não-lineares e as compensa injetando uma corrente para mitigar as componentes harmônicas que passam para a rede elétrica. A estratégia de controle para a utilização do FAP pode ser realizada através de modificações no controle do CLR (SOUZA *et al.*, 2018).

O fornecimento de energia elétrica a partir da geração eólica é afetado pelo comportamento irregular do vento, o que ocasiona oscilações de potência e afetam negativamente a operação desses sistemas de geração. Então, estudar formas de armazenar e fornecer energia a fim de garantir um fornecimento adequado em uma rede elétrica torna-se uma alternativa atraente para armazenar e injetar energia elétrica, compondo esse sistema de geração eólica, seria o emprego de banco de baterias (GOMEZ *et al.*, 2020).

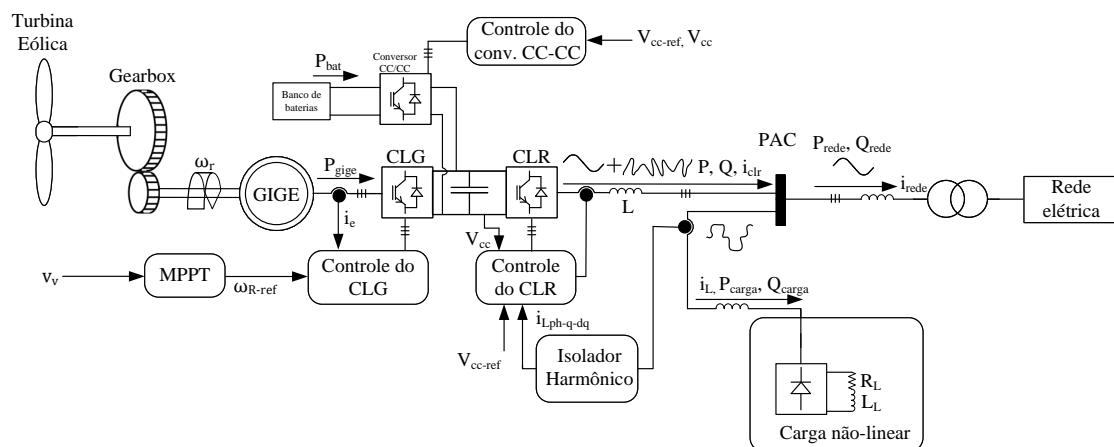
A inclusão do banco de baterias em sistemas de geração eólica proporciona o fornecimento da energia armazenada quando a geração de energia for menor que a energia demandada, e proporciona o armazenamento de energia quando a geração de energia for maior que a energia demandada (NAVAS *et al.*, 2016). Dessa forma, a inclusão de sistemas de armazenamento de energia com banco de baterias dá respaldo para os sistemas de geração de energia eólica conectados à rede elétrica, já que são capazes de mitigar as variações de potência e gerenciar o desbalanço energético (ORTEGA; MILANO, 2017).

1.1 Objetivos e contribuições

O presente trabalho propõe um sistema de geração eólica com banco de baterias, para mitigar as variações de potência e consequentemente aumentar a confiabilidade do sistema, e com filtro ativo de potência, para realizar a filtragem ativa no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) retirando os harmônicos da rede elétrica, apresentado na Figura 2, de modo a ser implementado em simulação no *software Matlab/Simulink*. Dentre os outros objetivos do trabalho:

- Avaliar a filtragem ativa;
- Avaliar a participação do Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE);
- Proporcionar a geração eólica mais eficiente com a técnica de *maximum power point tracking* (MPPT).

Figura 2 – Sistema de geração eólica proposto



Fonte: O autor.

1.2 Justificativa

Com a crescente demanda energética mundial, a preocupação ambiental devido a poluição gerada por combustíveis fósseis frente aos recursos naturais do planeta impulsiona o estudo de fontes alternativas de energia para geração de energia elétrica. Nesse cenário, a energia eólica se apresenta como uma das melhores alternativas, uma vez que pode ser considerada limpa e de fonte inesgotável.

Nesse contexto, a utilização do Gerador de Indução com rotor em Gaiola de Esquilo tem ganhado mais força na produção de energia elétrica a partir da energia eólica, já que apresenta vantagens quando comparado a outros geradores, como simplicidade, baixo custo, durabilidade, baixa manutenção e eficiência.

A desvantagem apresentada pela geração de energia eólica se dá pela inconstância da quantidade de geração, já que devido o comportamento aleatório e incontrolável do vento, a produção de energia eólica varia drasticamente, tornando este tipo de geração incerta para os operadores. Dessa maneira, a instalação de baterias pode atenuar esta incerteza, uma vez que a energia armazenada poderia ser utilizada quando a produção de energia estiver abaixo de certa margem estabelecida.

A presença de cargas não-lineares diminui a qualidade de energia elétrica, de modo que traz inúmeros problemas ao sistema elétrico de potência, o que torna necessária a utilização de filtro ativo de potência a fim de manter os níveis de distorção harmônica dentro dos limites estabelecidos pelas normas internacionais.

É nesse cenário que esse projeto busca contribuir para viabilizar o uso da energia proveniente dos ventos para aplicações em sistemas eólicos, de modo que toda a energia gerada seja utilizada (consumida ou armazenada), com uma quantidade de perdas reduzidas apresentando qualidade de energia para os usuários do sistema.

1.3 Estado da Arte

A transição global para uma matriz energética mais sustentável tem impulsionado a integração massiva de fontes de energia renovável, com destaque para a energia eólica. O Gerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo (GIGE) vem ganhando cada vez mais notoriedade para aplicações em geração eólica, pois são robustos, baratos e possuem baixo custo de manutenção, o que o tornam atraente para aplicações de energia eólica tanto para operação de velocidade fixa como variável (HEYDARI *et al.*, 2012; AKHMATOV, 2003).

A otimização do controle do GIGE é um campo de pesquisa consolidado, com grande parte da literatura focada em estratégias de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT) para maximizar a conversão de energia. Trabalhos pioneiros, como o de (CHEN *et al.*, 2010), validaram o controle de velocidade por MPPT, ainda que em sistemas isolados. Abordagens posteriores refinaram essa técnica, incorporando o controle do ângulo de inclinação das pás (β), tornando o sistema mais adaptativo a variações de vento, como proposto por (RAHIMI; ASADI, 2019) e (DUONGA *et al.*, 2014). A principal diferença em relação a (CHEN *et al.*, 2010) é que esses trabalhos já consideraram o controle aerodinâmico integrado, um avanço importante para eficiência e estabilidade.

Além do controle, inovações no projeto físico da máquina buscam ganhos de efici-

ência. (GRACHEV *et al.*, 2020), por exemplo, propuseram uma construção inovadora para o estator do GIGE com enrolamentos compactos de seção retangular, reduzindo as perdas elétricas e melhorando a eficiência geral do gerador.

Outra frente de otimização está na eletrônica de potência. (HEYDARI *et al.*, 2012) trouxeram uma perspectiva diferente, propondo a substituição do conversor (*back-to-back*) convencional de doze chaves por uma versão simplificada de seis chaves, visando redução de custo e complexidade. Em contrapartida, (BOULOUHAA *et al.*, 2015) exploraram conversores multíveis, buscando ganhos em eficiência energética e mitigação de distorções harmônicas. Dessa forma, enquanto (HEYDARI *et al.*, 2012) priorizaram viabilidade econômica, (BOULOUHAA *et al.*, 2015) direcionaram esforços para qualidade de energia, evidenciando abordagens complementares. (SATPATHY *et al.*, 2021) investigaram o uso de um Retificador Viena em substituição aos conversores (*back-to-back*) tradicionais em sistemas GIGE autônomos, de modo que a topologia com Retificador Viena demonstrou ser cerca de 8% mais eficiente na produção de energia, além de reduzir a velocidade de partida (*cut-in*) da turbina, aumentando a captura anual de energia entre 8% e 10%.

Estudos posteriores avançaram na integração do GIGE em cenários reais. (GRANZA, 2014) implementou experimentalmente a estratégia de MPPT em GIGE conectado à rede elétrica, validando os conceitos discutidos teoricamente por (CHEN *et al.*, 2010). Em seguida, (MARTINS, 2017) apresentou técnicas de controle simultâneo de potência ativa e reativa baseadas em referência de torque eletromagnético, ampliando o escopo do trabalho de (GRANZA, 2014), que havia se restringido ao controle de potência ativa. Já (NAVAS, 2016) deu um passo além ao associar o controle de MPPT a um sistema de armazenamento em baterias, possibilitando suavizar flutuações e gerenciar o balanço energético.

Com o desenvolvimento da tecnologia das baterias de íon de lítio (Li-Ion), a utilização de SAE em sistemas de geração renovável vem sendo discutida em estudos recentes, tanto para sistemas conectados à rede elétrica quanto para sistemas isolados. O SAE é composto pelo banco de baterias e pelo conversor CC-CC bidirecional que interligará o banco de baterias ao barramento CC do sistema de geração.

A simples presença de um SAE no sistema de geração não é suficiente se não houver uma estratégia de gerenciamento de energia para sua operação otimizada. (ULLAH *et al.*, 2022) propuseram uma estratégia avançada com uma interface de monitoramento em tempo real baseada em Python, que permite não apenas o controle ótimo do fluxo de potência e do Estado de

Carga (SoC) da bateria, mas também a visualização e análise de dados para tomada de decisão. Como alternativa às abordagens centralizadas, (ABADI; BIDRAM, 2021) desenvolveram uma estratégia de gerenciamento distribuída e baseada em regras. Nesse modelo, cada componente da microrrede possui um controlador local, o que reduz a dependência de uma infraestrutura de comunicação complexa e aumenta a robustez do sistema contra falhas de comunicação. A integração de múltiplas fontes também é uma abordagem comum, como no sistema híbrido autônomo proposto por (SEKHAR; KUMARESAN, 2022), que combina um Gerador de Indução Duplamente Alimentado - do inglês *Doubly-Fed Induction Generator* (DFIG) eólico, um GIGE a biogás e painéis solares, onde o DFIG atua como o principal formador de rede, criando um ambiente estável para a operação dos demais geradores.

Em (PEDRO *et al.*, 2018) é realizada uma avaliação comparativa de diferentes topologias de conversores bidirecionais CC-CC, com o objetivo de identificar a topologia com melhor desempenho, sendo aplicada em uma microrrede híbrida composta por sistema de armazenamento de energia por bateria e arranjo fotovoltaico conectado à rede elétrica. (SINGH; CHANDRA, 2009) propõe um sistema de geração eólica com um gerador síncrono de ímãs permanentes e SAE, em que é utilizado o conversor bidirecional *buck-boost*, responsável por manter a tensão do barramento CC constante e fazer a interface SAE para atender à demanda de carga flutuante, com o objetivo de manter o equilíbrio de energia, absorvendo energia durante a geração de pico e liberando-a durante a menor ou nenhuma geração de energia. Embora não trate de GIGE, o trabalho é importante para evidenciar o papel do SAE como elemento central de regulação energética. (GOMEZ *et al.*, 2020) aplicaram abordagem semelhante em sistemas com DFIG, em que o SAE é conectado ao barramento CC através de um conversor CC-CC bidirecional *buck-boost*, com o objetivo de controlar a tensão do barramento CC, realizando o controle de potências e carregamento e descarregamento das baterias. Comparando esses trabalhos, observa-se que, independentemente do tipo de gerador, o SAE desempenha função estratégica de estabilização e suavização da geração.

Além do controle de potência e do armazenamento de energia, a qualidade de energia é outro desafio fundamental, de modo que estratégias para filtragem de componentes harmônicas de corrente vêm sendo cada vez mais debatidas para sistemas de geração de energia renovável, principalmente quando há cargas não-lineares no PAC. Com esse objetivo, há diferentes estratégias debatidas na literatura para aplicação de FAP, sendo estes realizados principalmente por meio de modificações no controle de um dos conversores do *back-to-back*, CLG ou CLR.

Trabalhos de revisão como os de (ALSHEBANEY, 2024) e (CHAUHAN; CHAUHAN, 2024) fornecem um panorama abrangente sobre os problemas de qualidade de energia e o papel dos filtros ativos, especialmente os do tipo paralelo (Filtro Ativo de Potência Paralelo - do inglês *Shunt Active Power Filter* (SAPF)). A literatura explora uma variedade de dispositivos, como o Condicionador Unificado de Qualidade de Energia - do inglês *Unified Power Quality Conditioner* (UPQC). (GONGATI *et al.*, 2020) compararam o UPQC com sua versão aprimorada Condicionador Unificado de Qualidade de Energia Melhorado - do inglês *Improved Unified Power Quality Conditioner* (IUPQC), concluindo que o IUPQC oferece uma redução de Distorção Harmônica Total (DHT) superior, atingindo 3,41% contra 6,07% do UPQC em um cenário com carga não-linear. A viabilidade econômica também é uma preocupação, levando a pesquisas como a de (GUO *et al.*, 2021), que desenvolveram um controle aprimorado para o Restaurador Dinâmico de Tensão - do inglês *Dynamic Voltage Restorer* (DVR), que é um dos mais representativos compensadores ativos em série, reduzindo a capacidade necessária de seus componentes, tornando-o mais acessível.

O desempenho de um FAP depende criticamente de sua estratégia de controle. Em (BOUTOUBAT *et al.*, 2013), (KESRAOUI *et al.*, 2013) e (GAILLARD *et al.*, 2010) são propostas estratégias de mitigação de harmônicos a partir do controle do CLG, utilizando a teoria de potência instantânea pq para determinação das correntes de referência para a compensação de correntes harmônicas. (SAMAL *et al.*, 2017) propuseram um método de controle *Synchronous Reference Frame* (SRF) modificado para um UPQC que elimina a necessidade de um circuito *Phase Locked Loop* (PLL), simplificando o sistema e melhorando sua robustez em redes distorcidas. A aplicação de inteligência artificial também tem ganhado destaque, de modo que (SUBANTH *et al.*, 2023) desenvolveram um controlador inteligente para gerenciar quatro tipos diferentes de compensadores, alcançando uma precisão de 97% na resposta aos distúrbios e uma DHT extremamente baixa de 0,00193% com o UPQC. De forma similar, (HOSSAM-ELDIN *et al.*, 2019) utilizaram lógica fuzzy para controlar tanto o Sistema de Gerenciamento de Energia *energy management system* (EMS) quanto o UPQC em uma microrrede, demonstrando uma abordagem integrada e inteligente para o gerenciamento e a qualidade da energia.

Na pesquisa proposta por (MOREIRA *et al.*, 2019), é realizada uma comparação entre duas estratégias para mitigação de componentes harmônicas de corrente a partir de modificações de controle realizadas no CLR, em um sistema de geração eólica com gerador de indução duplamente alimentado, em que o FAP empregado utilizando a teoria de potência instantânea pq

se mostrou mais eficiente. Em (COSTA, 2019) é proposto um sistema de geração fotovoltaica que utiliza FAP a partir do CLR para compensar as componentes harmônicas de correntes oriundas de carga não-linear presente no PAC do sistema, determinando as correntes de referência para a compensação a partir da teoria de potência instantânea pq.

A análise da literatura revela uma clara evolução em três frentes: o controle e a otimização de GIGEs, utilização de SAE em sistemas de geração de energia e a aplicação de filtros ativos para garantir a qualidade da energia. Uma tendência notável é a busca por dispositivos multifuncionais que integrem várias capacidades. Um exemplo proeminente é o trabalho de (JIN *et al.*, 2021), que propôs um dispositivo de armazenamento de energia magnética supercondutora com a dupla função de suprimir flutuações de potência e atuar como filtro ativo.

Apesar dessa tendência, uma lacuna persiste na aplicação deste conceito de dupla funcionalidade a sistemas de armazenamento em bateria, que são mais comuns e economicamente viáveis, especialmente quando integrados a turbinas eólicas baseadas em GIGE. A maioria dos estudos trata o gerenciamento de energia e a filtragem ativa como tarefas separadas. O presente trabalho diferencia-se ao propor uma abordagem integrada que contempla simultaneamente o controle de potências ativa e reativa, integração de SAE com conversor bidirecional, e utilização de FAP para mitigação de harmônicos. Diferentemente de (NAVAS, 2016), que focou apenas na integração do SAE ao sistema com GIGE, e de (MOREIRA *et al.*, 2019), que se concentrou no FAP com DFIG, este trabalho apresenta uma proposta de técnicas que permitem a operação do sistema de geração de energia eólica com gerador de indução gaiola de esquilo conectado à rede elétrica com utilização de SAE e FAP.

Esta abordagem difere fundamentalmente dos trabalhos anteriores ao combinar essas apresentar essa combinação de forma conjunta e validada em ambiente conectado à rede elétrica, o que caracteriza uma contribuição relevante para a área.

1.4 Estrutura do trabalho

O conteúdo deste trabalho está organizado em 6 capítulos conforme descrição a seguir:

No capítulo 2 são apresentados os princípios do uso da energia eólica no mundo e no Brasil. Apresentam-se conceitos básicos da turbina eólica, geradores elétricos, conversores eletrônicos de potência, baterias, conversores CC-CC utilizados nos sistemas de armazenamento de energia e técnicas para filtragem ativa.

No capítulo 3 são analisados os modelos dos equipamentos empregados no sistema do lado do gerador, tais como a turbina eólica, o gerador de indução gaiola de esquilo e conversor do lado do gerador. São discutidas as estratégias de controle, detalhando-se o observador de fluxo, o controle de velocidade do rotor e o controle de corrente do CLG, em que foi utilizada a resposta em frequência para a obtenção dos compensadores.

O capítulo 4 tem como objetivo apresentar toda a modelagem do CLR, sendo apresentado o modelo do conversor eletrônico CC-CA trifásico conectado à rede elétrica, bem como a metodologia de projeto dos controladores do CLR e o procedimento de conexão com a rede elétrica. O sistema de armazenamento de energia também é apresentado, sendo mostrado o modelo da bateria e realizada a modelagem e controle do conversor CC-CC utilizado no sistema de armazenamento de energia. Além disso, a técnica de filtragem ativa utilizada também é apresentada e modelada a fim de ser realizada pelo CLR.

No capítulo 5, os resultados da simulação computacional são apresentados com o fim de avaliar os métodos e estratégias estudadas.

No capítulo 6, as conclusões são discutidas, e também são sugeridas futuras pesquisas baseadas nos modelos e nos resultados apresentados, além disso, apresenta-se uma relação dos artigos publicados no período de mestrado.

2 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA ENERGIA EÓLICA COM UTILIZAÇÃO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E FILTRAGEM ATIVA DE POTÊNCIA

Neste capítulo serão abordados fundamentos sobre o sistema de geração de energia eólica conectado à rede elétrica com aplicação de sistema de armazenamento de energia e FAP, apresentando a geração de energia eólica do Brasil e no mundo, características da turbina, geradores e conversores eletrônicos de potência empregados no sistema, bem como as características do sistema de armazenamento de energia e estratégias de filtragem ativa de potência.

2.1 Energia Eólica

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de eletricidade, ou cataventos (e moinhos), para trabalhos mecânicos como bombeamento d’água. Para a geração de eletricidade, as primeiras tentativas surgiram no final do século XIX, mas somente um século depois, com a crise internacional do petróleo (década de 1970), é que houve interesse e investimentos suficientes para viabilizar o desenvolvimento e aplicação de equipamentos em escala comercial, sendo instalada em 1976 a primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública, na Dinamarca (ANEEL, 2008).

Atualmente, o uso de energia eólica está em crescimento no mundo devido ao incentivo dos governos à utilização de fontes alternativas e renováveis de energia.

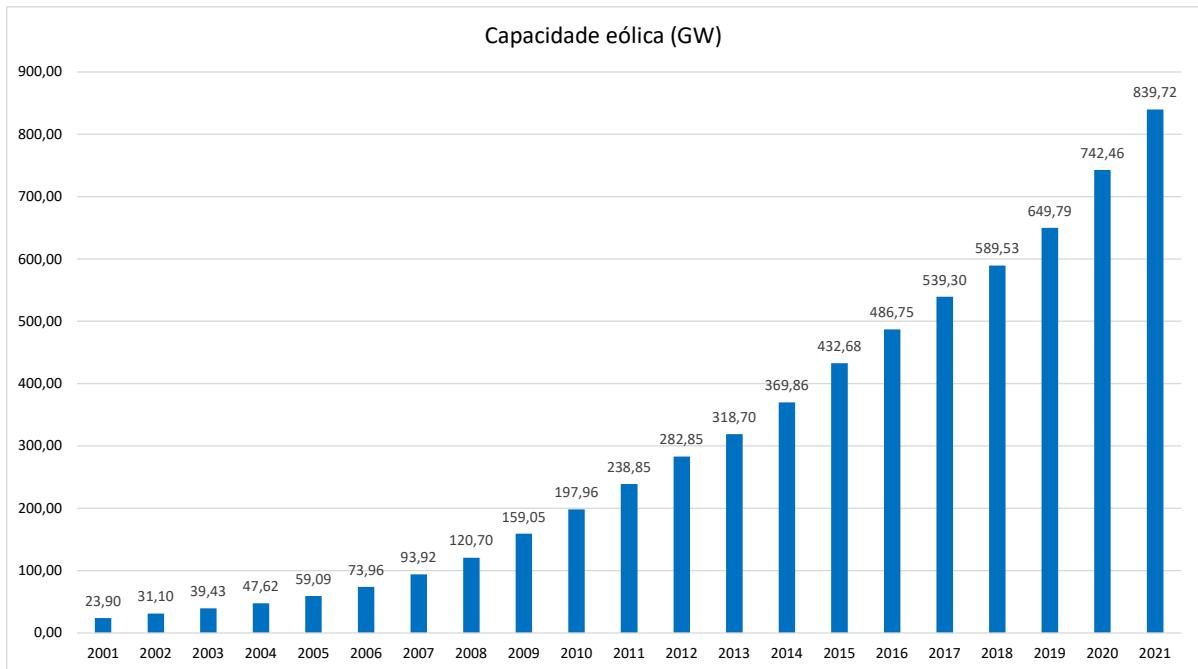
2.1.1 No Mundo

A indústria eólica se encontra em constante expansão. De acordo com dados de estudos da *World Wind Energy Association* (WWEA), o mercado mundial de aerogeradores atingiu um recorde em 2021 com uma capacidade total de 97,5 GW instalados em todo o mundo, ultrapassando o ano anterior quando foram instalados 92,7 GW. A capacidade total de todas as turbinas eólicas em todo o mundo já ultrapassou 840 GW, o suficiente para fornecer mais de 7% da demanda global de energia. Esses dados indicam uma taxa de crescimento de 13% em relação ao ano de 2020 (WWEA, 2022).

Ao longo dos anos vem sendo realizado um notório investimento no setor de geração

de energia eólica, de modo a influenciar um crescimento exponencial da capacidade eólica cumulativa. A Figura 3 mostra o crescimento da capacidade cumulativa ao longo dos últimos anos.

Figura 3 – Capacidade eólica global cumulativa.



Fonte: Adaptado de (WWEA, 2022).

Todo esse crescimento obtido se deve ao fato de vários países estarem aumentando sua capacidade anualmente. A China instalou 55,8 GW em 2021, o que representou um crescimento de 19,4% da sua capacidade instalada. Os EUA tiveram um crescimento de 12,5 GW. O Brasil se tornou o terceiro maior mercado mundial de novos aerogeradores e apresentou crescimento de 18,6%, com a adição de 3,4 GW em um ano. Outros países também obtiveram crescimento na sua capacidade instalada, tais como Reino Unido (2,6 GW), Suécia (2,2 GW), Alemanha (1,7 GW) e Índia (1,5 GW). A Figura 4 apresenta o crescimento da capacidade cumulativa dos países nos últimos anos.

2.1.2 No Brasil

A matriz energética brasileira apresenta em sua maior parte a energia hidráulica como fonte de geração, entretanto visando acabar com os problemas de racionamento de energia outrora enfrentados e buscando fontes alternativas renováveis de energia, o governo tem incentivado o emprego de fontes alternativas primárias como a eólica e a biomassa.

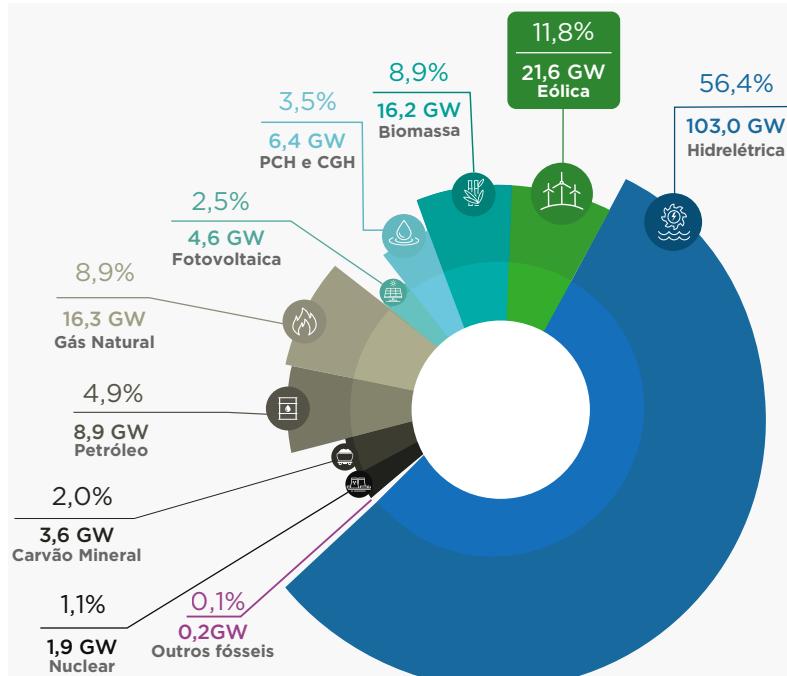
A energia eólica no Brasil tem sido marcada por um crescimento virtuoso ao longo na última década, saltando de 1 GW em 2011 para 21 GW em janeiro 2022, sendo o vento a segunda maior fonte de geração de energia no país, representando 11,8% da matriz elétrica, conforme mostra a Figura 5. Em 2021 foram instalados 110 novos parques eólicos, sendo 3,83 GW de nova capacidade, e considerando todas as fontes de geração de energia elétrica, em 2021 foram instalados 7,5 GW de potência e a eólica foi a fonte que mais cresceu com 50,91% da nova capacidade instalada no ano (ABEEOLICA, 2021).

Figura 4 – Capacidade eólica cumulativa de países.

País	2021 (GW)	2020 (GW)	2019 (GW)	2018 (GW)
China	343,83	288,03	236,03	209,53
Estados Unidos	134,85	122,33	105,43	96,36
Alemanha	63,92	62,21	61,36	59,31
India	40,10	38,63	37,53	35,13
Espanha	28,20	27,45	25,81	23,49
Reino Unido	26,81	24,17	23,52	20,74
Brasil	21,37	18,01	15,45	14,71
França	19,08	17,95	16,65	15,31
Canada	14,30	13,63	13,41	12,82
Suécia	12,10	9,92	8,99	7,41
Resto do Mundo	135,17	120,15	105,62	94,72
Total	839,72	742,46	649,79	589,53

Fonte: Adaptado de (WWEA, 2022).

Figura 5 – Matriz Elétrica Brasileira.



Fonte: (ABEEOLICA, 2021).

As maiores concentrações de geração de energia eólica se encontram na região nordeste do país, conforme Figura 6. Os cinco estados com maior geração no ano de 2021 foram Rio Grande do Norte (21,23 TWh), Bahia (21,15 TWh), Piauí (9,10 TWh), Ceará (7,91 TWh) e Rio Grande do Sul (5,63 TWh). A evolução da capacidade instalada e o crescimento da fonte eólica brasileira ao longo dos últimos anos pode ser observada na Figura 7, em que nota-se o considerável crescimento da geração de energia eólica, saindo de 22,1 MW em 2005 para 21576,8 MW em 2021.

Figura 6 – Geração por Estado - 2021 (MWmed).

REGIÃO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
RN	2.153,7	1.703,5	1.454,7	1.678,1	1.810,4	2.112,5	2.777,0	3.404,2	3.207,4	2.906,9	2.906,9	2.906,9
BA	2.115,3	1.272,1	1.831,7	1.948,5	2.398,0	2.589,2	2.957,9	3.175,5	2.993,1	2.533,2	2.533,2	2.533,2
PI	767,0	408,5	482,0	760,1	1.185,3	1.287,1	1.514,0	1.513,4	1.364,3	1.045,2	1.045,2	1.045,2
RS	609,9	544,1	489,3	641,1	595,8	724,2	608,6	597,8	736,3	722,0	722,0	722,0
CE	936,6	725,5	454,8	574,5	485,5	642,4	946,5	1.163,2	1.272,1	1.206,7	1.206,7	1.206,7
PE	377,5	306,5	277,0	238,3	271,8	244,6	338,4	388,9	376,3	398,3	398,3	398,3
MA	231,4	175,5	105,4	130,1	71,2	117,0	140,4	245,8	314,7	294,4	294,4	294,4
PB	62,2	45,5	44,7	48,8	57,5	59,8	75,8	93,5	153,7	154,6	154,6	154,6
SC	66,4	48,2	46,6	50,4	58,4	68,3	82,1	86,3	75,8	62,2	62,2	62,2
SE	7,4	7,9	6,4	4,0	4,7	4,3	5,2	8,1	7,7	8,1	8,1	8,1
RJ	13,3	7,0	5,1	3,0	2,8	4,0	4,4	8,4	8,7	6,7	6,7	6,7
PR	0,4	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4

Fonte: (ABEEOLICA, 2021).

Figura 7 – Evolução da Capacidade Instalada (MW).



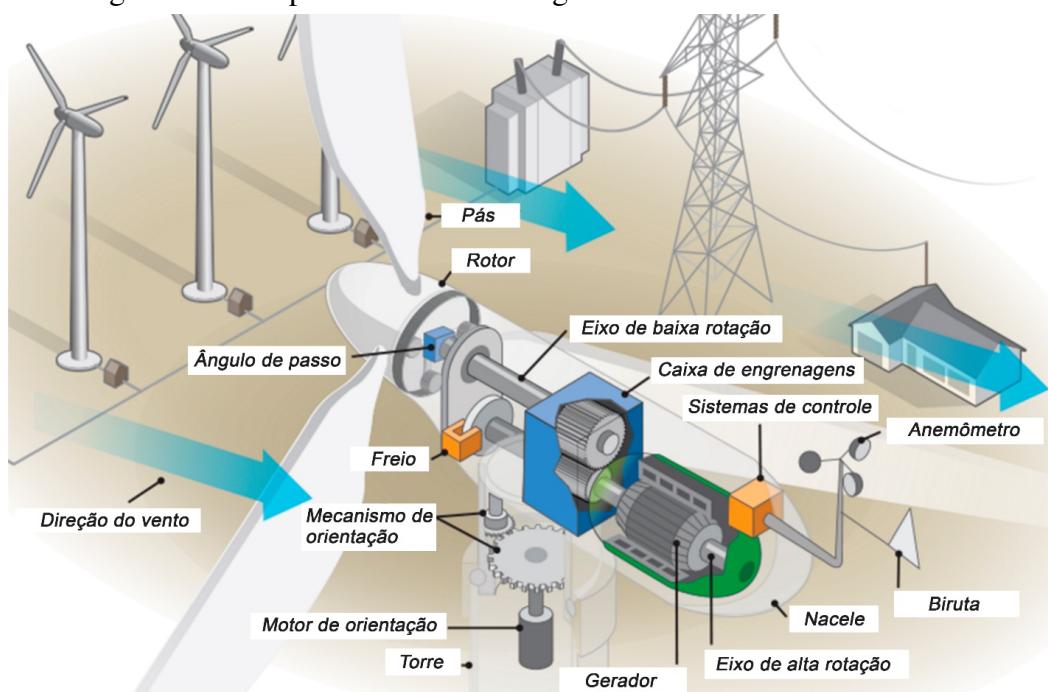
Fonte: (ABEEOLICA, 2021).

2.2 Turbina Eólica

Para a extração da energia cinética disponível no vento são utilizadas as turbinas eólicas, que são dispositivos projetados para realizar a conversão da energia eólica em energia mecânica (CUSTÓDIO, 2013).

Os sistemas de geração eólica são compostos por diversos componentes que trabalham juntos para fornecer energia elétrica por meio da conversão da energia oriunda do vento (Figura 8).

Figura 8 – Componentes de um aerogerador.



Fonte: (ROCHA, 2018).

A função de cada componente apresentado na Figura 8 é definida abaixo:

- Pás: são responsáveis por capturar a energia do vento e transferi-la para o eixo da turbina;
- Rotor: responsável por efetuar a transformação da energia cinética dos ventos em energia cinética de rotação. No rotor são fixadas as pás da turbina;
- Ângulo de passo: responsável por girar as pás de modo a controlar a velocidade de rotação para elevadas velocidades de vento;
- Freio: responsável por parar o rotor mecanicamente, eletricamente ou hidraulicamente, em situações de emergência;
- Mecanismo de orientação: responsável pelo ajuste de direção do aerogerador de acordo com a direção do vento;

- Caixa de engrenagens: responsável por conectar o eixo de baixa rotação ao eixo de alta rotação;
- Gerador elétrico: responsável por converter a energia mecânica presente no eixo de alta rotação em energia elétrica;
- Sistemas de controle: sistema composto por conversores eletrônicos de potência e responsável pelo controle contínuo do gerador elétrico;
- Anemômetro: responsável por medir a velocidade do vento e transmitir esses dados para o controlador;
- Biruta: responsável por captar a direção do vento, de modo que este esteja sempre em direção perpendicular à torre, para que se obtenha um maior rendimento;
- Nacele: compartimento instalado no alto da torre e que abriga os componentes do aerogerador;
- Torre: suporta a estrutura da turbina na altura onde os ventos possuem melhores condições para aproveitamento eólico;

A energia cinética contida nos ventos é dada por (2.1), em que E_c é a energia cinética (J), ρ_{ar} é a densidade do ar (kg/m^3) e v_v é a velocidade do vento (m/s) (IOV *et al.*, 2004).

$$E_c = \frac{1}{2} \rho_{ar} v_v^2 \quad (2.1)$$

A potência mecânica extraída de uma turbina eólica (P_{mec}) é uma função que depende da velocidade do vento (v_v), densidade do ar (ρ_{ar}), raio das pás da turbina (r_t) e coeficiente de potência (C_p). C_p é um parâmetro adimensional que expressa a eficiência da turbina em transformar energia cinética do vento em energia mecânica e que depende da relação do ângulo de inclinação (β) (*pitch*) e da velocidade de ponta (λ_t) (*tip speed ratio*). Dessa forma, a potência mecânica e a velocidade de ponta, respectivamente, são definidas em (2.2) e (2.3), em que ω_t é a velocidade de rotação da turbina eólica (rad/s) (EDJTAHED *et al.*, 2006).

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{ar} \cdot \pi \cdot r_t^2 \cdot C_p(\lambda_t, \beta) \cdot v_v^3 \quad (2.2)$$

$$\lambda_t = \frac{r_t \cdot \omega_t}{v_v} \quad (2.3)$$

C_p pode assumir valores entre 0 e 0,59, de modo que o limite superior é conhecido como limite de Betz. C_p é dado por (2.4), em que λ_i é definido em (2.5). C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 e C_6 são parâmetros que dependem das características aerodinâmicas da turbina (HANSEN, 2015).

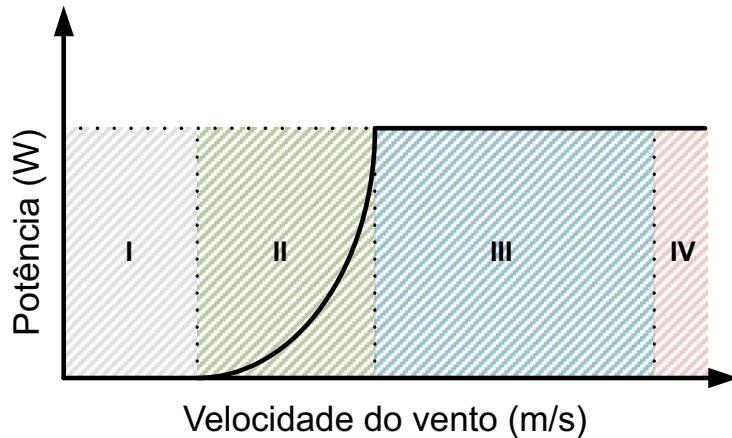
$$C_p(\lambda_t, \beta) = C_1 \cdot \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) \cdot e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda_i \quad (2.4)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda_t + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (2.5)$$

2.2.1 Modos de operação

Existem quatro regiões de operação em que as turbinas eólicas operam, de modo que cada região de operação é definida por uma faixa de velocidades, mostradas na Figura 9.

Figura 9 – Regiões de operação de uma turbina eólica.



Fonte: Adaptado de (ROCHA, 2018).

A primeira região de operação é definida como região de partida. A velocidade vai de zero até a velocidade mínima de geração (*cut-in*), sendo esta a velocidade de vento necessária para partida da turbina. Esta é a faixa de velocidades do vento em que a turbina começa a girar e a gerar energia elétrica. Para a maioria das turbinas modernas, essa faixa de velocidade do vento começa em torno de 3-4 m/s. Até este limite, a geração de energia apenas supre as perdas por atrito, portanto, a turbina é desligada (TAVEIRO, 2015).

Na segunda região de operação, após a turbina atingir uma certa velocidade do vento, ela entra na região de velocidade constante. Nessa faixa de velocidade, a turbina opera em sua eficiência máxima e é capaz de gerar a potência nominal. A faixa de velocidade constante varia

de acordo com o design e a potência da turbina, mas geralmente começa em torno de 10-12 m/s e se estende até cerca de 25 m/s.

Na terceira região de operação inicia-se o controle aerodinâmico da turbina, já que este só começa a operar quando a energia gerada atinge seu valor nominal, o que caracteriza a início da região III. Ou seja, para velocidades de vento acima da nominal, a velocidade e a potência da turbina devem ser limitadas ao seu valor nominal para evitar danos mecânicos, ocorrendo a limitação de potência (TAVEIROS *et al.*, 2015).

Na quarta região de operação a velocidade do vento é considerada muito alta, a turbina entra na região de desligamento, onde é desligada para evitar danos mecânicos e riscos de segurança. A velocidade do vento na qual a turbina é desligada varia de acordo com o design da turbina e as condições do local, mas geralmente está entre 25-30 m/s.

2.2.2 *Turbinas a velocidade fixa*

As turbinas eólicas que operam em velocidade fixa e que fazem uso do GIGE (SCIG, em inglês – *Squirrel Cage Induction Generator*) como gerador elétrico, utilizam uma configuração em que o gerador é conectado diretamente à rede elétrica e o controle de potência é feito por regulador de passo que através da variação do ângulo de passo das pás eólicas mantém a potência do sistema em seu valor nominal.

A vantagem dessa topologia é sua simplicidade, sendo conectada diretamente à rede elétrica sem a necessidade da utilizar conversores eletrônicos de potência.

A desvantagem dessa topologia é que só conseguem extrair a máxima potência da turbina em uma pequena faixa de velocidades do vento, sendo escolhida a velocidade mais frequente da região. Outra desvantagem é que o GIGE necessita de reativos para funcionar e geralmente são utilizados capacitores conectados em paralelo com o gerador para suprir o fornecimento de energia reativa ao gerador (REKIOUA, 2014).

2.2.3 *Turbinas a velocidade variável*

As turbinas eólicas que operam com velocidade variável tem um ganho de energia que pode variar de 3 a 28% quando comparadas com turbinas que operam com velocidade fixa, dependendo das condições do vento e dos parâmetros da turbina (VOLTOLINI, 2007; CHANG *et al.*, 2020).

Com o desenvolvimento da eletrônica de potência, as turbinas eólicas à velocidade

variável são as mais utilizadas, já que tem maior eficiência. Os conversores eletrônicos de potência utilizados nesses sistemas entre a turbina eólica e a rede elétrica são responsáveis pelo desacoplamento entre a velocidade do rotor e a frequência da rede, possibilitando o controle da velocidade do gerador e garantindo que a flutuação da potência e do torque esteja dentro dos valores nominais e limites da turbina (SALLES, 2009).

Nessa topologia, os conversores operando com algoritmos de MPPT (*maximum power point tracking*) calculam a velocidade ótima do gerador dada uma velocidade do vento, e extraem a máxima potência da turbina em uma faixa maior de velocidades do vento (BURTON *et al.*, 2001; BEZERRA, 2010).

2.3 Geradores Elétricos

Destacam-se dois grandes grupos de geradores de energia elétrica empregados na geração eólica: síncronos e assíncronos.

2.3.1 Geradores Síncronos

Geradores síncronos são caracterizados por precisarem de uma fonte de magnetização para criar o campo magnético necessário para a geração de energia elétrica. Essa fonte de magnetização pode ser fornecida por uma corrente de magnetização reativa, que é produzida por um sistema de excitação, ou por ímãs permanentes, que são colocados no rotor do gerador. Costumam apresentar velocidade de operação superior à velocidade da turbina quando possuem potência menor que 1MW, o que acarreta o uso de multiplicador de velocidade. Quando possuem potência superior a 1 MW são fabricados com grande número de polos e baixa frequência, não necessitando de multiplicador de velocidade. Como desvantagem em relação aos geradores assíncronos, estes geradores são muito mais caros (SILVA, 2009).

Entre os tipos de geradores síncronos usados em sistemas eólicos, destacam-se o Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes (GSIP) e o Gerador Síncrono de Excitação Independente (GSEI) (NAVAS, 2016).

O GSIP é um tipo de gerador síncrono que utiliza ímãs permanentes no rotor para gerar um campo magnético. Como resultado, ele não requer um sistema de excitação para gerar energia elétrica. Isso torna o GSIP mais eficiente e confiável do que outros geradores síncronos. Além disso, o GSIP é mais compacto e mais leve do que outros geradores síncronos, o que o

torna ideal para aplicações em turbinas eólicas de alta velocidade (ELIZONDO *et al.*, 2009).

O GSEI, por outro lado, utiliza um sistema de excitação independente para gerar um campo magnético no rotor. Isso permite que o gerador forneça uma saída de potência mais estável e controle de frequência mais preciso do que outros geradores síncronos. No entanto, o GSEI é geralmente maior e mais pesado do que o GSIP, tornando-o menos adequado para aplicações em turbinas eólicas de alta velocidade (ELIZONDO *et al.*, 2009).

Então, GSIP é mais eficiente, confiável e adequado para aplicações em turbinas eólicas de alta velocidade, enquanto o GSEI é capaz de fornecer uma saída de potência mais estável e controle de frequência mais preciso. A escolha entre os dois tipos de geradores depende das necessidades específicas da aplicação em questão.

2.3.2 Geradores Assíncronos

Geradores assíncronos são caracterizados por operarem com velocidade superior à da turbina eólica, sendo necessária a utilização de multiplicador de velocidade. Destacam-se os geradores assíncronos: Gerador de Indução Rotor Bobinado (GIRB) e o Gerador de Indução Gaiola de Esquilo (GIGE) (ELIZONDO *et al.*, 2009).

Os GIRBs são caracterizados por apresentarem um ótimo comportamento em turbinas de alta potência (na faixa de kW até MW) e tem como vantagem a redução do custo do conversor utilizado, já que é necessário que o conversor processe apenas uma fração da potência nominal do gerador, geralmente na faixa de 25% a 30%. Como resultado, o conversor pode ser projetado para ter uma capacidade menor e, portanto, ser mais barato. Outra vantagem é sua capacidade de operar em condições de sobrecarga por curtos períodos de tempo. Isso significa que, em situações em que há uma demanda repentina por energia elétrica, o gerador pode fornecer energia adicional por um curto período de tempo sem sofrer danos. A desvantagem da utilização do GIRB é a complexidade apresentada para a realização do controle do conversor eletrônico de potência, que se dá pela quantidade de chaves do conversor e pelo enrolamento do estator estar conectado diretamente à rede elétrica sendo suscetível a perturbações do sistema de potência (BAROUDI *et al.*, 2005).

Os GIGEs apresentam vantagens como ser econômico, ter construção simples, boa relação potência/peso, baixo nível de manutenção, excelente resposta do torque no eixo causado por rajadas repentinhas de vento, além de ser robusto e facilmente substituível, e é utilizado em turbinas de alta potência (na faixa de kW até MW) (NAVAS *et al.*, 2015).

2.4 Conversores Eletrônicos de Potência

Sistemas de geração de energia eólica que operam em velocidade variável e são conectados à rede elétrica necessitam de conversores eletrônicos de potência. Esses conversores vêm sendo desenvolvidos e aprimorados ao longo dos anos, de modo que apresentam componentes com menores perdas de energia e os dispositivos tornaram-se mais confiáveis, além de serem mais simples de controlar.

Existem diversas topologias de conversores eletrônicos de potência, dentre as quais as mais utilizadas em sistemas de geração de energia eólica são: conversor multinível, conversor ressonante, conversor de tipo matriz, conversor em paralelo e conversor *back-to-back*.

O conversor multinível tem a capacidade gerar vários níveis de tensão CC de saída através de capacitores que trabalham como fontes de tensão CC, gerando uma tensão senoidal a partir desses níveis de tensão CC. Esses conversores apresentam como vantagens a redução da distorção harmônica, aumento da eficiência energética, redução do estresse na fonte de alimentação, flexibilidade operacional e maior capacidade de sobrecarga. A desvantagem é o desequilíbrio da tensão no barramento de corrente contínua (elo CC) entre a parte superior e inferior dos capacitores (BRESSAN, 2019).

O conversor ressonante é caracterizado por diminuir o problema da dissipação de potência por chaveamento, que ocorrem devido as altas frequências, sendo estas desejáveis pois reduzem o tamanho dos componentes do filtro e transformadores, acarretando também na redução do tamanho e o peso do conversor. Esse conversor é basicamente um conversor convencional *back-to-back* adicionado de um circuito em ressonância (BETTONI *et al.*, 2017).

O conversor de tipo matriz funciona com uma corrente de referência (fornecida ou consumida) da rede elétrica. A partir do chaveamento nos terminais conectados ao gerador é obtida a tensão de saída a ser injetada na rede elétrica. A vantagem desse tipo de conversor está no fato de as perdas por chaveamento serem menores que nos demais conversores. Como desvantagem, esse conversor apresenta uma limitação da tensão de saída, sendo esta limitada a 14,4% menor que a tensão de entrada (ISLAM *et al.*, 2013).

O conversor tipo paralelo é composto por dois conversores em paralelo, sendo um destes conversores uma fonte de corrente e o outro um conversor *back-to-back*. A vantagem desse tipo de conversor é que as perdas por comutação podem ser reduzidas em até 70 % em relação ao *back-to-back* convencional, além de permitir operações com elevados valores de corrente, exibindo assim alta capacidade de potência na saída, porém para baixos níveis de

tensão. A desvantagem é que esse conversor é composto por um grande número de componentes e sensores, o que acarreta em um custo elevado e maior complexidade (JUNIOR, 2014).

O conversor *back-to-back* é caracterizado por ser bidirecional e composto por dois conversores fonte de tensão, CLR e CLG, que são conectados por meio de um capacitor de barramento CC (HEYDARI *et al.*, 2012). Esse conversor apresenta vantagem quanto à estrutura, já que é relativamente simples, com poucos componentes, e tem desempenho confiável, além disso o capacitor entre o CLR e o CLG torna possível separar o controle dos dois conversores (JUNIOR, 2014). É altamente empregado nas turbinas eólicas (NAVAS, 2016).

2.5 Armazenamento de Energia em Sistemas Eólicos

A geração eólica apresenta como desvantagem o seu comportamento estocástico, pois a produção de energia varia de acordo com o vento e traz incertezas para os operadores de rede (ACKERMANN *et al.*, 2007). SAE podem ser utilizados para mitigar esse problema, de modo a fazer a compensação quando a produção de energia estiver abaixo de certa margem de estabilidade pré-estabelecida por parte do operador do sistema (PRIETO, 2014).

Com a utilização dos SAE, os sistemas de geração eólica podem ser mais previsíveis e controláveis, além de permitirem maior eficiência na operação dos sistemas elétricos, maior confiabilidade e qualidade no fornecimento da energia, maior capacidade de recuperação em casos de falta, melhor integração de fontes renováveis intermitentes e aumento do nível de cogeração (GOIKOETXEA *et al.*, 2010).

Uma das formas de aplicação dos SAE é com a utilização de banco de baterias e conversores CC-CC bidirecionais para executar a carga e descarga das baterias, de modo a carregar as baterias quando a produção de energia estiver acima de certa margem pré-estabelecida e descarregar as baterias quando a produção de energia estiver abaixo dessa margem (PEDRO *et al.*, 2018).

2.5.1 Baterias

Sendo caracterizadas pela conversão de energia química em energia elétrica através do processo de redução - oxidação eletroquímica, as baterias podem ser recarregadas pela inversão deste processo. Por possuírem vasta aplicabilidade, as baterias ocupam um lugar de destaque dentre os armazenadores de energia, além de apresentarem vantagens como eficiência,

tempo de descarga, peso e mobilidade (SERRA *et al.*, 2016).

As baterias são classificadas como primárias e secundárias, sendo as primárias não-recarregáveis e as secundárias as recarregáveis. As recarregáveis são caracterizadas por serem empregadas em sistemas de grande porte, na indústria e veículos elétricos, e apresentam como vantagem a longa vida útil, como desvantagem apresentam o fato de terem maior custo, não portáteis e precisarem de manutenção. As baterias não-recarregáveis são utilizadas em dispositivos eletrônicos portáteis, e apresentam como vantagens o fato de serem leves, portáteis e possuírem menor custo (BEARD, 2019).

Existem diversas tecnologias de fabricação de baterias, sendo as principais delas as de chumbo-ácido (Pb), níquel-cádmio (NiCd), níquel-hidreto metálico (NiMH) e íons de lítio, todas classificadas como eletroquímicas.

As baterias de chumbo-ácido são caracterizadas por serem muito utilizadas em automóveis, sendo a tensão de saída maior que 12 V. Atualmente, são desenvolvidas para suportar de 1000 a 2000 ciclos profundos de carga durante sua vida útil e toleram descargas de profundidade superior a 80% da sua capacidade. A desvantagem dessa bateria é que por usar o chumbo e este ser um metal pesado e tóxico, sendo necessárias técnicas de manejo apropriadas durante a produção e reciclagem (CAMARGO, 2014).

As baterias de níquel-cádmio (Ni-Cd) tiveram origem em 1899 e apresentam vantagens, como robustez, ciclo longo (podem ser recarregadas diversas vezes), baixo custo, e bom desempenho mesmo em baixas temperaturas e condições rigorosas de trabalho. Como desvantagem apresentam limitações como a baixa capacidade de energia e o fato de serem prejudiciais ao meio ambiente (FILHO, 2017).

Desenvolvida para utilização em satélites de comunicação, e atualmente empregada em notebooks, celulares, etc, a bateria de níquel-hidreto metálico surgiu como uma opção à bateria de níquel e cádmio. Apresenta vantagens como sua capacidade de armazenamento (de 30 até 40% maior que Ni-Cd), transporte simples, e é reciclável. As desvantagens apresentadas são sua vida útil limitada, o carregamento deve ser lento, baixa densidade de energia, geração de calor durante a carregamento rápido, deve ser armazenada em local com refrigeração e não é uma tecnologia ecologicamente correta, já que o níquel é uma substância que pode causar contaminação ambiental (AMBROSIO; TICIANELLI, 2001).

As baterias de íons de lítio são caracterizadas por possuírem diversas vantagens em relação as baterias apresentadas anteriormente. O litio é o metal mais leve dentre os

utilizados em baterias e que dispõe de maior potencial eletroquímico e fornece maior densidade de energia por peso, assim essas baterias são as que apresentam melhores relações de energia/peso, energia/volume e potência/volume. Além disso, também apresentam vantagens como alta capacidade de armazenamento de energia, alta densidade de potência, auto descarga e manutenção pequena, não necessita de descarga planejada e possui longo ciclo de vida (1000 ciclos). Como desvantagem apresenta o fato de os processos de carga e descarga resultarem em alterações no eletrólito de Lítio, o que diminui a estabilidade térmica, ocasionando em fugas térmicas (BINELO *et al.*, 2018; DIAS, 2020).

Para sistemas de geração eólica as baterias utilizadas devem ser recarregáveis, de modo que possam fazer o balanceamento de potência, sempre fornecendo a potência estabelecida pelo operador do sistema, carregando e descarregando. Nesses sistemas, as baterias de íons de lítio são as mais indicadas para o armazenamento, já que é uma das opções econômicas para essas aplicações em grande escala, tem densidade de energia maior que as de níquel-hidreto metálico, e são mais robustas para os sistemas de maior potência (NAVAS *et al.*, 2015).

2.5.2 *Conversores para Sistemas de Armazenamento de Energia*

Os sistemas de armazenamento de energia, normalmente, necessitam de um conversor bidirecional a fim de possibilitar que o fluxo de potência ocorra nos dois sentidos, ou seja, as baterias injetem energia na rede conforme necessidade e possam ser carregadas no momento apropriado segundo programado pelo operador da rede (IPPOLITO *et al.*, 2013). Dessa forma, o conversor é responsável por controlar bidirecionalmente o fluxo de potência, além de regular a carga e a descarga das baterias sem gerar grandes impactos ao sistema elétrico (KASHIMA, 2018).

Existem várias topologias de conversores CC-CC capazes de realizar o controle para carga e descarga de baterias. Neste trabalho optou-se pelo conversor CC-CC abaixador-elevador (*Buck-Boost*), pois é capaz de realizar a reversibilidade do fluxo de corrente, carregando/descarregando o sistema de armazenamento quando necessário (DIAS, 2020).

A utilização do *Buck-Boost* em sistemas de geração eólica com armazenamento com banco de baterias apresenta algumas vantagens, tais como o menor número de componentes utilizados, estratégia de controle simples, robustez, menor tamanho, menor peso e alta eficiência quando comparado com outras topologias (NAVAS, 2016).

2.6 Filtro Ativo

Diante da utilização de cargas não-lineares, a qualidade de energia elétrica tem sido afetada, pois esses equipamentos injetam harmônicas de corrente elétrica na rede elétrica, o que causam problemas ao sistema elétrico. Assim, medir e limitar potências reativas e harmônicas é bastante útil para os sistemas de geração de energia elétrica.

A norma IEEE 519:2014 orienta sobre os limites máximos de injeção de harmônicos na rede elétrica. A Tabela 1 mostra os limites de distorção de tensão no PAC. Dessa forma, para o presente trabalho, em que $V \leq 1kV$, é estabelecido que a Distorção Harmônica Total (do inglês -) seja no máximo de 8% (MARTINS, 2017).

Umas das formas propostas para minimizar os efeitos das cargas não-lineares e mitigar os harmônicos da rede elétrica é a utilização de filtros ativos de potência. Eles podem ser classificados como série ou paralelo, sendo os série caracterizado por ser responsável por eliminar distorções na tensão do sistema elétrico e os paralelos por eliminar distorções na corrente elétrica do sistema.

Tabela 1 – Limites de distorção para tensão.

Tensão no PAC (V)	Harmônica Individual (%)	DHT (%)
$V \leq 1 kV$	5	8
$1 kV < V \leq 69 kV$	3	5
$69 kV < V \leq 161$	1,5	2,5
$161 kV < V$	1	1,5

Fonte: (IEEE-STANDARDS-ASSOCIATION, 2014).

O filtro ativo de potência utilizado neste trabalho é o filtro ativo paralelo, responsável por injetar/drenar correntes de compensação na rede, fazendo com que a corrente resultante suprida pela fonte seja idealmente senoidal e em fase com a tensão.

Para a implementação do FAP são utilizadas estratégias de controle que podem ser realizadas através de modificações no controle do CLR (SOUZA *et al.*, 2018). Existem diferentes estratégias de controle que visam a implementação do FAP, tais como a teoria das potências instantâneas (Teoria p-q), *synchronous reference frame theory* (SRF), *lattice wave digital filter* (LWDF), esquemas com controle adaptativo, *character of triangle function* (CTF), algoritmo baseado em filtros passa-baixa, etc. Dentre as estratégias de controle, a Teoria pq é a estratégia mais utilizada e difundida, já que é simples e eficaz em gerar as correntes de referência (COSTA, 2019).

3 SISTEMA DE CONTROLE DO GERADOR DE INDUÇÃO COM ROTOR EM GAIOLA

Neste capítulo serão apresentados o modelo estático da turbina eólica, o modelo dinâmico do gerador de indução em gaiola de esquilo e a estratégia de controle empregada para controlar a sua velocidade. Será mostrado ainda o circuito equivalente da máquina de indução em referência de eixo direto e quadratura, as equações de potência e o torque da máquina de indução, trifásica, simétrica e com ligação em estrela.

Será mostrado também o controle do CLG, o qual é um conversor eletrônico CA-CC trifásico que é conectado ao barramento CC. A metodologia de controle utilizada, a qual é realizada através da teoria dos eixos girantes dq, a sua modelagem matemática dinâmica, o desenvolvimento de projeto para o observador de fluxo, controle de velocidade, o sistema de controle de corrente para o conversor do lado do gerador, também são descritos.

3.1 Modelo da Turbina Eólica

A modelagem de uma turbina eólica permite calcular o valor da potência mecânica no eixo do rotor do gerador, considerando diferentes velocidades do vento e diferentes posições de ângulo de passo entre as hélices. Para a modelagem da turbina é necessário considerar o tipo de turbina eólica a ser representada (turbinas de eixo vertical ou de eixo horizontal, quantidade de hélices, entre outros), entretanto não existe dependência do tipo de máquina primária a ser empregada no processo de geração elétrica (ROCHA, 2018; SALLES, 2009).

Para a aplicação de uma turbina eólica de eixo horizontal de três hélices (mais largamente utilizada), esta extrai a energia cinética do vento, a partir da área varrida pelas pás. Assim, a potência mecânica extraída do vento pela turbina é calculada de acordo com a Equação 2.2.

A potência mecânica extraída pela turbina eólica depende da velocidade do vento e da velocidade mecânica de rotação do eixo. A relação entre a velocidade tangencial na ponta da pás do rotor eólico e a velocidade do vento incidente na turbina é chamada de velocidade de ponta (λ_t), e determinada a Equação 2.3 (ROCHA, 2018; CUSTÓDIO, 2013).

O coeficiente de potência (C_p) depende do ângulo de passo (β) e da velocidade de ponta (λ_t). C_p é dado por (2.4), em que λ_i é definido em (2.5).

Os parâmetros C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 e C_6 dependem das características aerodinâmicas da turbina, e são dados pela Tabela 2 (NAVAS, 2016).

Tabela 2 – Valores do coeficiente de potência.

C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
0,5176	116	0,4	5	21	0,0068

O torque mecânico desenvolvido pela turbina eólica (T_{mec}) é definido é definido em (3.1), em que P_{mec} é a potência mecânica da turbina e ω_t é a velocidade angular da turbina.

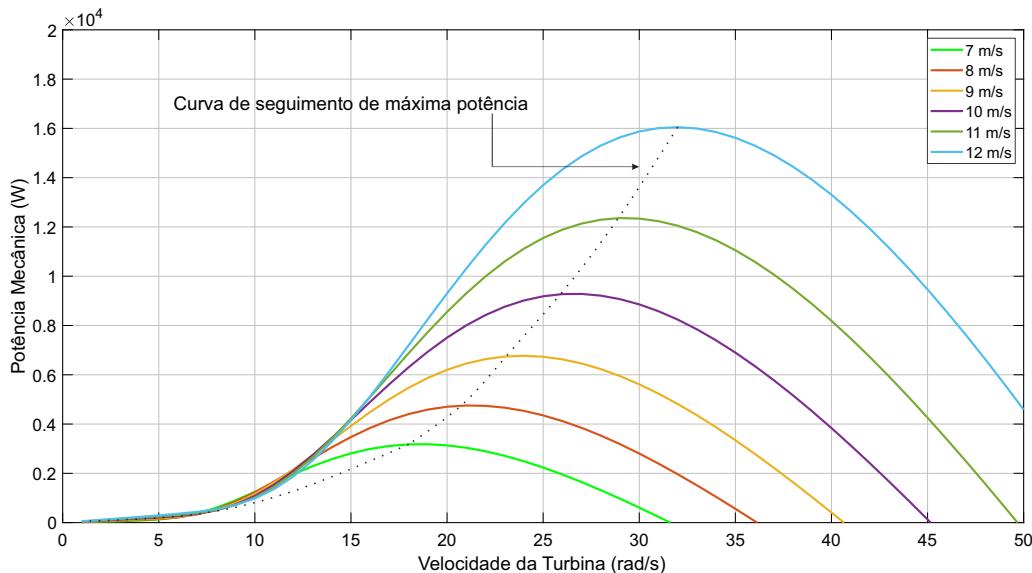
$$T_{mec} = \frac{P_{mec}}{\omega_t} \quad (3.1)$$

3.1.1 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (Maximum Power Point Tracking - MPPT)

O rastreamento do ponto de máxima potência aumenta a eficiência da produção de energia do gerador, em que a máxima potência é obtida a partir de uma velocidade de rotação ótima da turbina, e esta existe para cada velocidade instantânea do vento (NAVAS, 2016).

Para a realização do MPPT, a potência máxima de saída da turbina eólica é obtida em diferentes velocidades da turbina de acordo com a velocidade do vento incidente, sendo a velocidade do eixo do rotor utilizada como sinal para o seguimento do MPPT (ZARGARI *et al.*, 2011).

Na Figura 10 é mostrado o acompanhamento do ponto de máxima potência mecânica fornecida pela turbina eólica em função da velocidade angular da turbina, variando-se a velocidade do vento a diferentes velocidades do rotor para uma turbina eólica.

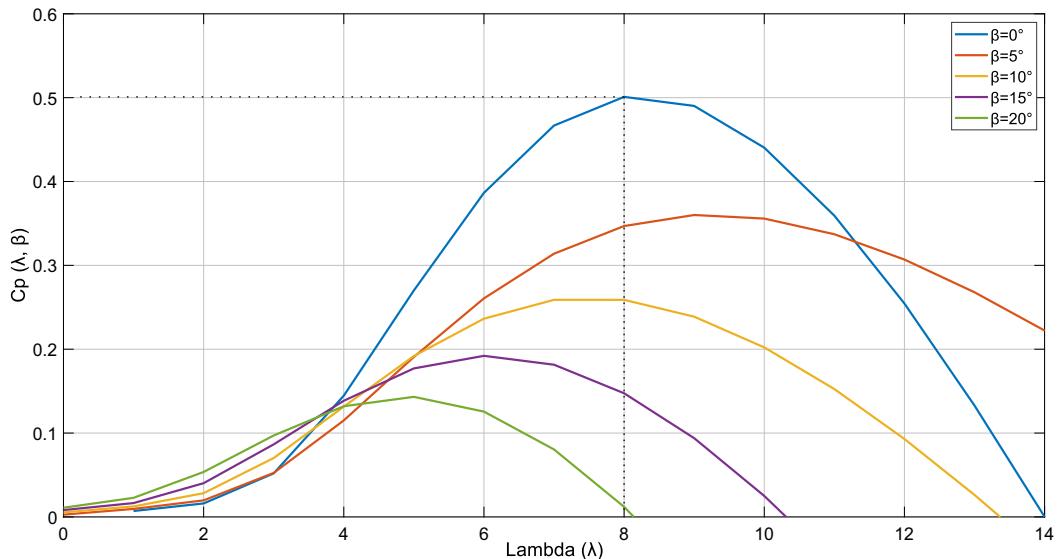
Figura 10 – Curvas de potência para diferentes velocidades de vento e $\beta = 0$.

Fonte: O autor.

A potência máxima é obtida em C_{p-max} , conforme (3.2), em que valor de C_{p-max} é obtido fixando β em 0° , conforme pode ser observado na Figura 11. A velocidade de ponta na qual o coeficiente de potência é máximo é a velocidade ótima de ponta (λ_{t-opt}) (HOWLADER *et al.*, 2014).

$$P_{mec-max} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{ar} \cdot \pi \cdot r_t^2 \cdot C_{p-max} \cdot v_v^3 \quad (3.2)$$

Figura 11 – Coeficiente de potência versus velocidade de ponta com o ângulo de inclinação como parâmetro.



Fonte: O autor.

Com a utilização do MPPT e obtenção de λ_{t-opt} , obtém-se a velocidade ótima de rotação da turbina eólica (ω_{t-ref}), que é determinada por (3.3). Utilizando $P_{mec-max}$ e ω_{t-ref} obtém-se o torque de referência ($T_{mec-ref}$), dado em (3.4).

$$\omega_{t-ref} = \frac{\lambda_{t-opt} \cdot v_v}{r_t} \quad (3.3)$$

$$T_{mec-ref} = \frac{P_{mec-max}}{\omega_{t-ref}} \quad (3.4)$$

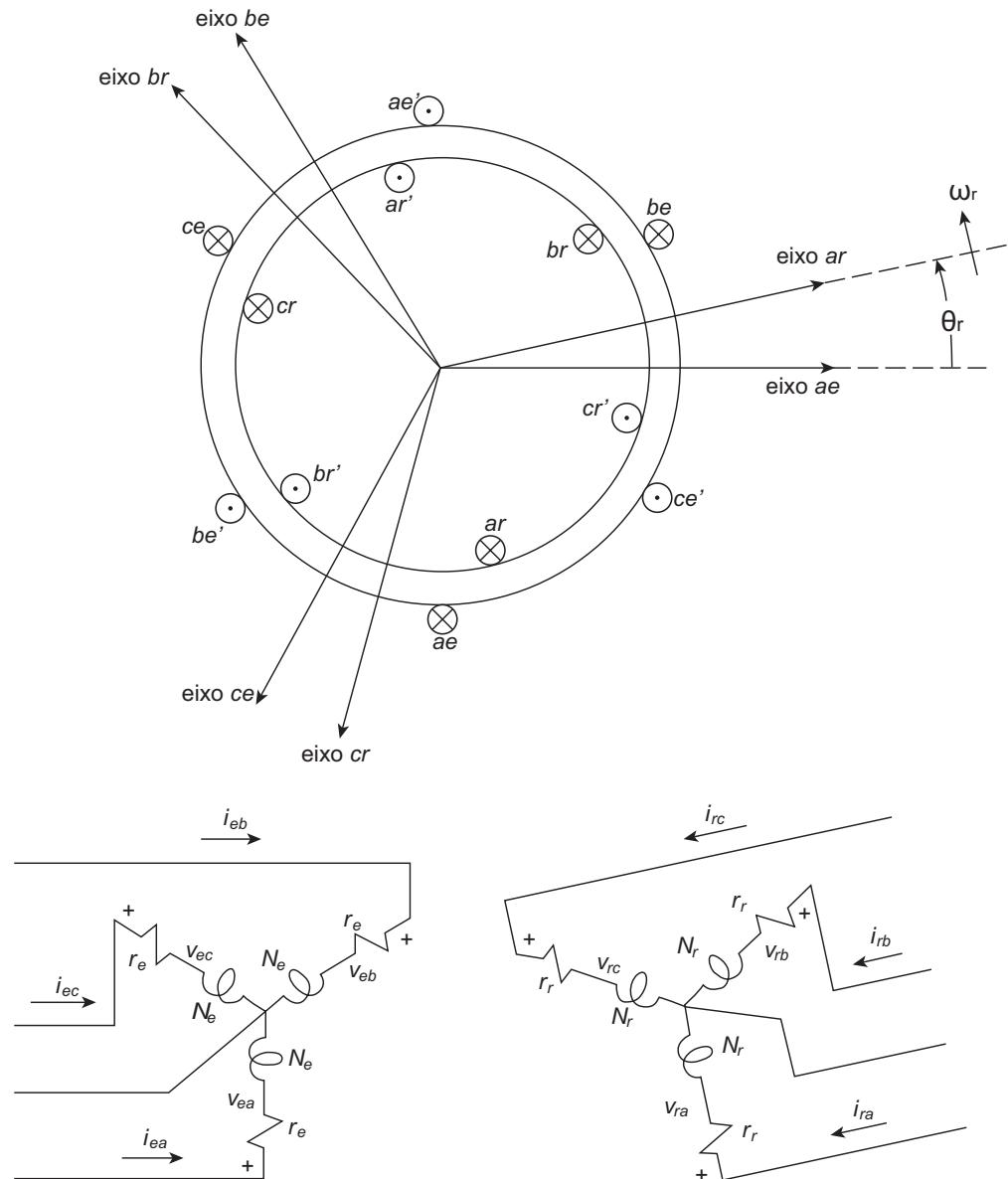
3.2 Modelo do Gerador de Indução

As máquinas de indução são usadas em uma ampla variedade de aplicações como um dispositivo de conversão de energia elétrica em trabalho mecânico e vice-versa. Esse uso

amplo se deve por serem mais baratas, mais robustas e menores quando comparadas às contínuas e síncronas de mesma potência (BIM, 2009).

A modelagem realizada considera os enrolamentos do estator formados por bobinas idênticas, senoidalmente distribuídas, deslocadas de 120° , com N_e espiras equivalentes e resistência R_e . Além disso, os enrolamentos do rotor também são três enrolamentos senoidalmente distribuídos e idênticos, deslocados de 120° , com N_r espiras equivalentes e resistência R_r . O arranjo de enrolamento para uma máquina de indução simétrica de dois polos, trifásica, conectada em estrela, é ilustrado na Figura 12 (KRAUSE *et al.*, 2013).

Figura 12 – Máquina de indução simétrica bipolar, trifásica e em estrela.



Fonte: (KRAUSE *et al.*, 2013).

As equações de tensão por fase do estator e rotor são representadas por (3.5) e (3.6), respectivamente, em que o V é a tensão, i é a corrente, R é a resistência, λ é o fluxo concatenado, o "e" subscrito significa que a variável está associada ao circuito do estator, "r" subscrito significa que a variável está associada ao circuito do rotor, e "a", "b" e "c" a fase do sistema trifásico.

$$\begin{cases} V_{ea} = R_e i_{ea} + \frac{d\lambda_{ea}}{dt} \\ V_{eb} = R_e i_{eb} + \frac{d\lambda_{eb}}{dt} \\ V_{ec} = R_e i_{ec} + \frac{d\lambda_{ec}}{dt} \end{cases} \quad (3.5)$$

$$\begin{cases} V_{ra} = R_r i_{ra} + \frac{d\lambda_{ra}}{dt} = 0 \\ V_{rb} = R_r i_{rb} + \frac{d\lambda_{rb}}{dt} = 0 \\ V_{rc} = R_r i_{rc} + \frac{d\lambda_{rc}}{dt} = 0 \end{cases} \quad (3.6)$$

3.2.1 Referencial em coordenadas síncronas (d, q)

Na análise dinâmica de uma máquina de indução também é conveniente transformar as variáveis das principais equações de uma máquina de indução para um sistema de coordenadas dq. Dessa maneira, aplica-se transformadas de Park nas equações que modelam a máquina de indução, fazendo que as equações da máquina sejam dadas em coordenadas dq.

Dessa forma, as equações que governam a dinâmica do gerador CA, trifásico e simétrico em dq são representadas de (3.7) a (3.14), em que V_{ed} e V_{eq} são as tensões no estator, V_{rd} e V_{rq} são as tensões no rotor, i_{ed} e i_{eq} são as correntes no estator, i_{rd} e i_{rq} são as correntes no rotor, λ_{ed} e λ_{eq} são os fluxos concatenados no estator, λ_{rd} e λ_{rq} são os fluxos concatenados no rotor, em coordenadas d e q respectivamente, R_e e R_r são as resistências no estator e no rotor, L_m é a indutância de magnetização, e θ_r é o ângulo de rotação do rotor (YAZDANI; IRAVANI, 2010). Os fatores de dispersão do estator (σ_e) e do rotor (σ_r) são descritos em (3.15) e (3.16), em que L_{le} é a indutância de dispersão do estator e L_{lr} é a indutância de dispersão do rotor.

$$\frac{d\lambda_{ed}}{dt} = V_{ed} - R_e i_{ed} \quad (3.7)$$

$$\frac{d\lambda_{eq}}{dt} = V_{eq} - R_e i_{eq} \quad (3.8)$$

$$\frac{d\lambda_{rd}}{dt} = V_{rd} - R_r i_{rd} \quad (3.9)$$

$$\frac{d\lambda_{rq}}{dt} = V_{rq} - R_r i_{rq} \quad (3.10)$$

$$\lambda_{ed} = L_m [(1 + \sigma_e) i_{ed} + e^{j\theta_r} i_{rd}] \quad (3.11)$$

$$\lambda_{eq} = L_m [(1 + \sigma_e) i_{eq} + e^{j\theta_r} i_{rq}] \quad (3.12)$$

$$\lambda_{rd} = L_m [(1 + \sigma_r) i_{rd} + e^{-j\theta_r} i_{ed}] \quad (3.13)$$

$$\lambda_{rq} = L_m [(1 + \sigma_r) i_{rq} + e^{-j\theta_r} i_{eq}] \quad (3.14)$$

$$\sigma_e = \frac{L_{le}}{L_m} - 1 \quad (3.15)$$

$$\sigma_r = \frac{L_{lr}}{L_m} - 1 \quad (3.16)$$

No GIGE, $V_{rdq} = 0$, já que os terminais do rotor estão em curto e i_{rdq} não é mensurável. Assim, as correntes do rotor nas coordenadas dq são dadas por (3.17) e (3.18), sendo \hat{i}_{mr} a magnitude da corrente de magnetização e ρ é o ângulo do eixo de rotação das tensões e correntes do estator. O torque eletromagnético desenvolvido pelo GIGE e a constante de tempo do rotor (τ_r) são definidos em (3.19) e (3.20), em que P é o número de polos do gerador (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

$$i_{rd} = \frac{\hat{i}_{mr} - i_{ed}}{1 + \sigma_r} e^{-j\theta_r} \quad (3.17)$$

$$i_{rq} = \frac{-i_{eq}}{1 + \sigma_r} e^{-j\theta_r} \quad (3.18)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{P}{2} \frac{L_m}{L_{lr}} \lambda_{rd} i_{eq} \quad (3.19)$$

$$\tau_r = \frac{L_m (1 + \sigma_r)}{R_r} \quad (3.20)$$

A velocidade do campo magnético girante e a velocidade do rotor são definidas em (3.21) e (3.22).

$$\omega_m = \frac{d\rho}{dt} \quad (3.21)$$

$$\omega_r = \frac{d\theta_r}{dt} \quad (3.22)$$

3.3 Modelagem do controle do Conversor do Lado do Gerador (CLG)

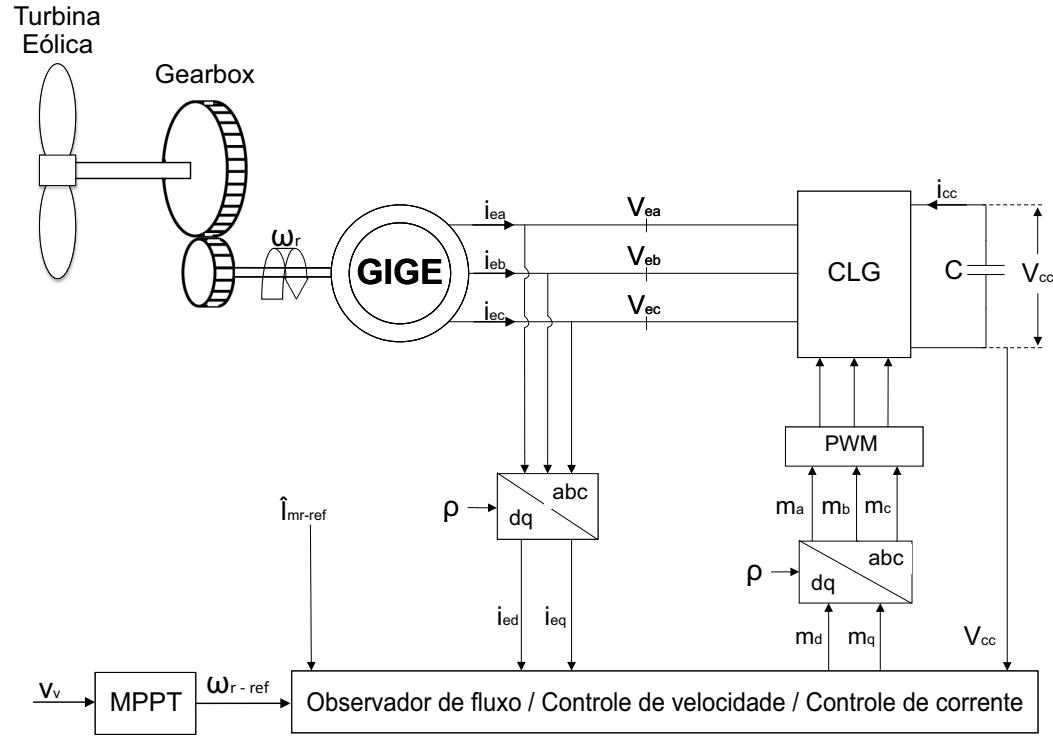
Nesta seção serão apresentadas as estruturas para a realização do controle do conversor do lado do gerador, sendo estas baseadas nas equações da máquina em variáveis dq e na orientação do fluxo do rotor.

A Figura 13 apresenta as estruturas de controle do sistema de geração eólica utilizando o GIGE. Nessa configuração, o MPPT gera ω_r , que estará presente na malha de velocidade e gerará a referência para a corrente i_{eq} . Já a corrente magnetização gerará a referência para corrente i_{ed} . Uma vez que as correntes são controladas, a saída dos controladores geram as referências de tensão para o inversor.

3.3.1 Observador de Fluxo

No GIGE não existe a possibilidade de medir diretamente o fluxo e a corrente no rotor. Torna-se necessário o observador de fluxo, pois a partir deste são obtidas a corrente de magnetização, o ângulo do campo magnético girante e sua velocidade (MARTINS, 2017).

Figura 13 – Diagrama esquemático do sistema para controlar o GIGE.



Fonte: O autor.

O observador de fluxo é calculado a partir de (3.23) e (3.24), em (3.23) representa-se um sistema linear de primeira ordem, com um ganho de unidade CC, e que i_{ed} , \hat{i}_{mr} e τ_r são, respectivamente, a entrada, a saída e a constante de tempo. Já (3.24), juntamente com (3.21), descrevem um sistema não-linear que determina ρ com base nos valores de ω_r , i_{eq} e \hat{i}_{mr} .

$$\tau_r \frac{d}{dt} [\hat{i}_{mr}] = -\hat{i}_{mr} + i_{ed} \quad (3.23)$$

$$\omega_m = \frac{i_{eq}}{\tau_r \hat{i}_{mr}} + \omega_r \quad (3.24)$$

Para que o controle do CLG seja inicializado, primeiramente é necessário regular a corrente de magnetização do gerador, ou seja, antes de aplicar um torque ou gerar potência a partir do vento é preciso regular o fluxo magnético do gerador. A corrente de magnetização deve ser regulada em um valor constante, de modo que é necessário que $\hat{i}_{mr} = i_{ed}$ para o controle de torque linear por i_{eq} (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

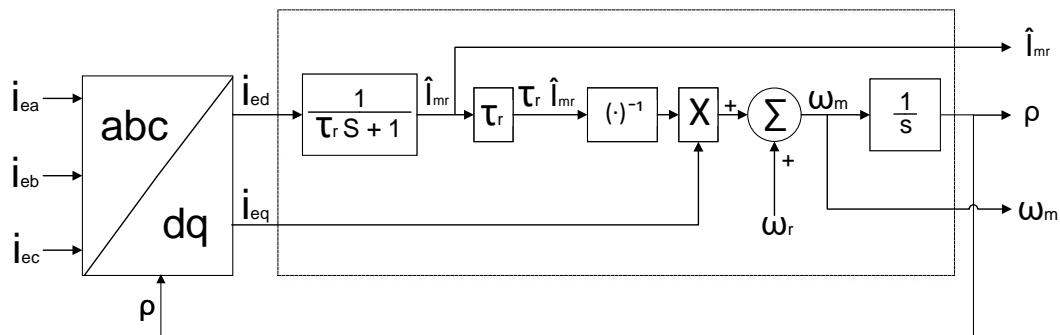
A regulação da corrente de magnetização de um gerador de indução deve levar em consideração três procedimentos:

1. a regulação da corrente de magnetização \hat{i}_{mr} deve ser realizada durante o processo de inicialização do sistema do CLG;
2. durante o processo de regulação da corrente de magnetização \hat{i}_{mr} , o gerador de indução deve permanecer na condição de estado estacionário;
3. durante a regulação da corrente de magnetização do gerador de indução até que se alcance o regime permanente, a corrente de eixo em quadratura, i_{eq} , deve ser mantida em zero.

Essas condições garantem que o fluxo do gerador seja estabelecido antes de qualquer demanda de torque. Além disso, a corrente de magnetização \hat{i}_{mr} só poderá ser aplicada após a tensão do barramento CC se estabilizar (YAZDANI; IRAVANI, 2010), (MARTINS, 2017).

O observador de fluxo é realizado pelo diagrama de blocos da Figura 14, em que as entradas do sistema são as correntes de eixo direto e em quadratura do gerador (i_{ed} e i_{eq}) e a velocidade angular do rotor (ω_r), enquanto as saídas são a corrente de magnetização (\hat{i}_{mr}), o ângulo do campo magnético girante (ρ) e a velocidade do campo magnético girante (ω_m). As correntes i_{ed} e i_{eq} são obtidas através da transformação das coordenadas abc para dq utilizando o ângulo (ρ) obtido pelo observador de fluxo, enquanto ω_r é obtido através do sensor de velocidade.

Figura 14 – Diagrama de blocos do observador de fluxo.



Fonte: O autor.

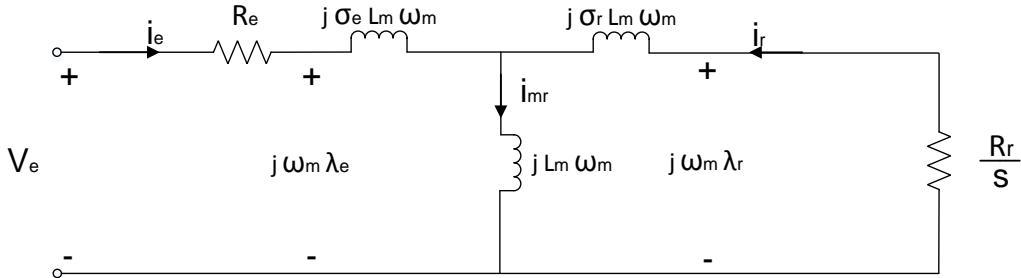
3.3.1.1 Corrente de magnetização de referência \hat{i}_{mr-ref}

A Figura 15 mostra o circuito equivalente por fase para um gerador de indução, em que $|i_e|$ é a corrente de pico do estator, $|V_e|$ é a tensão de pico de linha do estator para o neutro e s é o escorregamento, que é descrito em (3.25), em que n_e e n_r são as velocidades em rpm do estator e do rotor, respectivamente.

$$s = \frac{n_e - n_r}{n_e} = \frac{\omega_e - \omega_r}{\omega_e} \quad (3.25)$$

Com base na Figura 15, a corrente de magnetização de um gerador de indução gaiola de esquilo pode ser calculada, de modo que, quando $\omega_m = \omega_r$, ou seja, quando a velocidade angular do campo magnético do estator for igual a velocidade angular do campo magnético do rotor, a corrente do rotor i_r é igual a zero, e a corrente do estator é igual à corrente de magnetização, $i_e = i_{mr}$ (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

Figura 15 – Circuito equivalente da máquina de indução.



Fonte: O autor.

Aplicando a lei das malhas no circuito da Figura 15, e considerando a queda de tensão desprezível em R_e , tem-se (3.26). A corrente de pico do estator pode ser expressa como $|i_e| = \hat{i}_e = \sqrt{i_{ed}^2 + i_{eq}^2}$, de forma que (3.26) pode ser reescrita como (3.27), em que V_{e-ll} é a tensão de linha, rms, do estator .

$$|i_e| = |i_{mr}| \simeq \frac{|V_e|}{(1 + \sigma_e) L_m \omega_m} \quad (3.26)$$

$$\sqrt{i_{ed}^2 + i_{eq}^2} \simeq \frac{\sqrt{2} \left(\frac{V_{e-ll}}{\sqrt{3}} \right)}{(1 + \sigma_e) L_m \omega_m} = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{V_{e-ll}}{(1 + \sigma_e) L_m \omega_m} \quad (3.27)$$

Segundo (YAZDANI; IRAVANI, 2010), no estado estacionário, $\hat{i}_{mr} = i_{ed}$ e $i_{eq} = 0$, com $\omega_m = \omega_r$, obtendo-se (3.28). A partir de (3.28), (3.27) é reescrita como (3.29), em que \hat{i}_{mr} é o valor de pico da corrente de magnetização do gerador.

$$\sqrt{i_{ed}^2 + i_{eq}^2} = i_{ed} = \hat{i}_{mr} \quad (3.28)$$

$$\hat{i}_{mr} = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{V_{e-ll}}{(1 + \sigma_e) L_m \omega_r} \quad (3.29)$$

Portanto, \hat{i}_{mr-ref} deve ser ajustado na corrente de magnetização nominal do gerador, ou seja, correspondente à tensão nominal V_{en} e $\omega_r = \omega_{m0}$. Assim, obtém-se (3.30), em que V_{en} é a tensão rms de linha nominal do estator e ω_{m0} é a velocidade angular nominal do gerador, ou seja, está na frequência nominal do gerador $\omega_{m0} = 2\pi f_{m0}$.

$$\hat{i}_{mr-ref} = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{V_{en}}{(1 + \sigma_e) L_m \omega_{m0}} \quad (3.30)$$

3.3.2 Controle de velocidade

Para a realização do controle do CLG em coordenadas dq é necessária a corrente de referência em quadratura do estator (i_{eq-ref}), de modo que no controle proposto esta é obtida a partir do controle da velocidade.

O controle de velocidade é realizado considerando que o fluxo concatenado do rotor é constante, ou seja, o observador de fluxo está funcionando corretamente e \hat{i}_{mr} é constante. Dessa forma, a Equação (3.19) pode ser reescrita conforme (3.31), em que K_t é a constante de torque e é ilustrada em (3.32) (VOLTOLINI *et al.*, 2012).

$$T_e = K_t i_{eq} \quad (3.31)$$

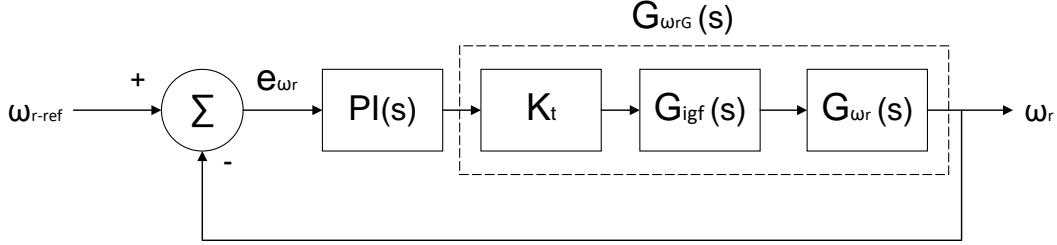
$$K_t = \frac{3}{2} \frac{P}{2} \frac{L_m}{L_{lr}} \lambda_{rd} \quad (3.32)$$

O controle de velocidade é realizado pelo diagrama de blocos da Figura 16, em que (ω_{r-ref}) é a velocidade de referência do rotor e é obtida a partir de (3.33), sendo $g_{gearbox}$ é a relação entre a alta e a baixa velocidade do gearbox, $G_{igf}(s)$ é a malha fechada do controle de corrente elétrica do CLG e $G_{\omega r}(s)$ é dada por (3.34), em que J e B são a inércia e o atrito do rotor (BOSE, 2001; MOHAN, 2014). $G_{\omega rG}(s)$ é o produto de K_t e $G_{\omega r}(s)$.

$$\omega_{r-ref} = \omega_{t-ref} \cdot g_{gearbox} \quad (3.33)$$

$$G_{\omega r}(s) = \frac{1}{Js + B} \quad (3.34)$$

Figura 16 – Diagrama de blocos do controle de velocidade do CLG.



Fonte: O autor.

3.3.3 Controle de corrente do CLG

O fluxo concatenado e o torque do gerador são controlados, respectivamente, por i_{ed} e i_{eq} . No entanto, o CLG só pode controlar a tensão do estator. Portanto, são necessárias expressões matemáticas que relacionem i_{ed} e i_{eq} a V_{ed} e V_{eq} . Essa relação é obtida a partir do desenvolvimento das equações que governam a dinâmica do gerador e pode ser expressa, segundo (YAZDANI; IRAVANI, 2010), de acordo com (3.35).

$$L_m \frac{d}{dt} \left[\frac{(1 + \sigma_e)(1 + \sigma_r) - 1}{(1 + \sigma_r)} (i_{edq} e^{j\rho}) + \frac{1}{1 + \sigma_r} \hat{i}_{mre} e^{j\rho} \right] = (V_{edq} e^{j\rho}) - R_e (i_{edq} e^{j\rho}) \quad (3.35)$$

O fator de dispersão total do gerador, σ , é definido por (YAZDANI; IRAVANI, 2010) como mostrado em (3.36). Assim, a Equação (3.35) pode ser escrita em função do fator de dispersão total do gerador de indução, como em (3.37). Dividindo os dois lados de (3.37) por R_e , obtém-se (3.38), em que τ_e é a constante de tempo do estator definida em (3.39).

$$\sigma = 1 - \frac{1}{(1 + \sigma_e)(1 + \sigma_r)} \quad (3.36)$$

$$L_m \sigma (1 + \sigma_e) \frac{d}{dt} (i_{edq} e^{j\rho}) + L_m (1 - \sigma) (1 + \sigma_e) \frac{d}{dt} \hat{i}_{mre} e^{j\rho} = (V_{edq} e^{j\rho}) - R_e (i_{edq} e^{j\rho}) \quad (3.37)$$

$$\sigma \tau_e \frac{d}{dt} (i_{edq} e^{j\rho}) + (1 - \sigma) \tau_e \frac{d}{dt} \hat{i}_{mre} e^{j\rho} = \frac{1}{R_e} (V_{edq} e^{j\rho}) - (i_{edq} e^{j\rho}) \quad (3.38)$$

$$\tau_e = \frac{L_m (1 + \sigma_e)}{R_e} \quad (3.39)$$

Calculando a derivada de (3.38) e multiplicando ambos os lados por $e^{-j\rho}$, obtém-se (3.40), de modo que realizando a decomposição desta em componentes real e imaginário, tem-se (3.41) e (3.42).

$$\sigma\tau_e \frac{di_{edq}}{dt} + i_{edq} = -j\sigma\tau_e\omega_m i_{edq} - j(1-\sigma)\tau_e\omega_m \hat{i}_{mr} - (1-\sigma)\tau_e \frac{d\hat{i}_{mr}}{dt} + \frac{1}{R_e} V_{edq} \quad (3.40)$$

$$\sigma\tau_e \frac{di_{ed}}{dt} + i_{ed} = \sigma\tau_e\omega_m i_{eq} - (1-\sigma)\tau_e \frac{d\hat{i}_{mr}}{dt} + \frac{1}{R_e} V_{ed} \quad (3.41)$$

$$\sigma\tau_e \frac{di_{eq}}{dt} + i_{eq} = -\sigma\tau_e\omega_m i_{ed} - (1-\sigma)\tau_e\omega_m \hat{i}_{mr} + \frac{1}{R_e} V_{eq} \quad (3.42)$$

As Equações (3.41) e (3.42) representam um sistema não linear, em que V_{ed} e V_{eq} são entradas, e i_{ed} e i_{eq} são saídas e têm dinâmicas acopladas. Além disso, o sistema é não linear devido aos termos $\omega_m i_{ed}$, $\omega_m i_{eq}$ e $\omega_m \hat{i}_{mr}$, tendo em vista que ω_m e \hat{i}_{mr} são ambas funções de i_{ed} e i_{eq} . Se duas novas entradas de controle, denominadas u_d e u_q , definidas por (3.43) e (3.44), forem adicionadas ao sistema de controle, essa não linearidade pode ser evitada no controle (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

$$u_d = \sigma\tau_e\omega_m i_{eq} - (1-\sigma)\tau_e \frac{d\hat{i}_{mr}}{dt} + \frac{1}{R_e} V_{ed} \quad (3.43)$$

$$u_q = -\sigma\tau_e\omega_m i_{ed} - (1-\sigma)\tau_e\omega_m \hat{i}_{mr} + \frac{1}{R_e} V_{eq} \quad (3.44)$$

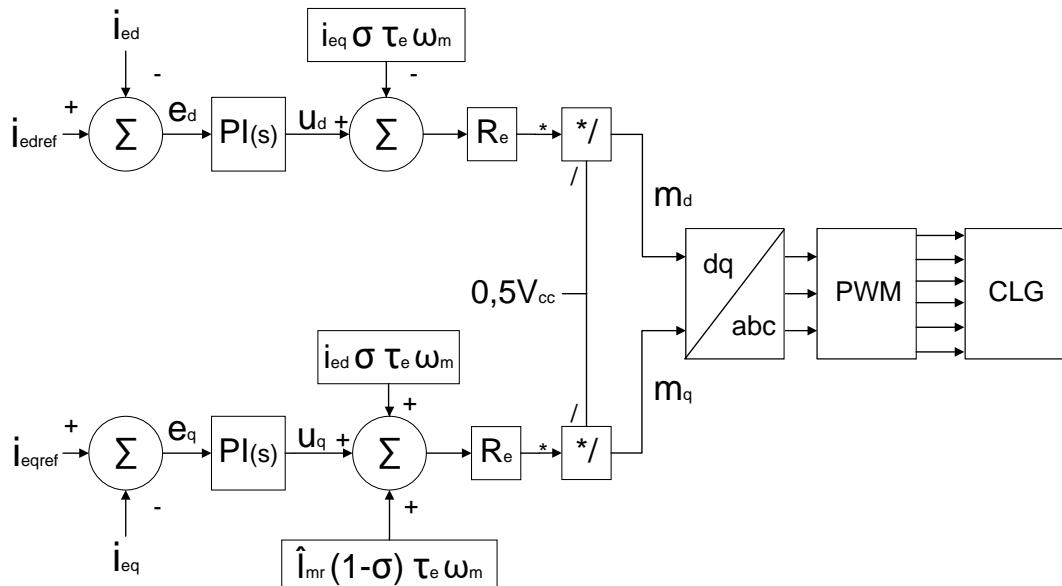
Substituindo (3.43) e (3.44) em (3.41) e (3.42), obtém-se as Equações (3.45) e (3.46), as quais constituem um sistema desacoplado, linear e de primeira ordem. A ideia é ter um sistema baseado em dois subsistemas, no qual o primeiro subsistema controla i_{ed} por u_d , enquanto o segundo subsistema controla i_{eq} por u_q . Por sua vez, u_d e u_q são obtidos de dois compensadores PI correspondentes. Um compensador processa $i_{edref} - i_{ed}$ e fornece u_d , enquanto o outro processa $i_{eqref} - i_{eq}$ e fornece u_q .

$$\sigma\tau_e \frac{di_{ed}}{dt} + i_{ed} = u_d \quad (3.45)$$

$$\sigma \tau_e \frac{di_{eq}}{dt} + i_{eq} = u_q \quad (3.46)$$

A Figura 17 ilustra a implementação do sistema de controle de corrente para o conversor do lado do gerador utilizando as coordenadas dq . Fazendo-se uso dos mesmos conceitos utilizados para a implementação do sistema de controle do conversor do lado da rede, os índices de modulação, m_d e m_q , devem ser calculados dividindo V_{ed} e V_{eq} por $\frac{V_{cc}}{2}$. Deste modo, os índices de modulação passarão por um gerador de PWM para gerar os pulsos que acionam o CLG (MARTINS, 2017).

Figura 17 – Sistema de controle de corrente do conversor do lado do gerador.



Fonte: O autor.

3.4 Projeto dos controladores PI do CLG

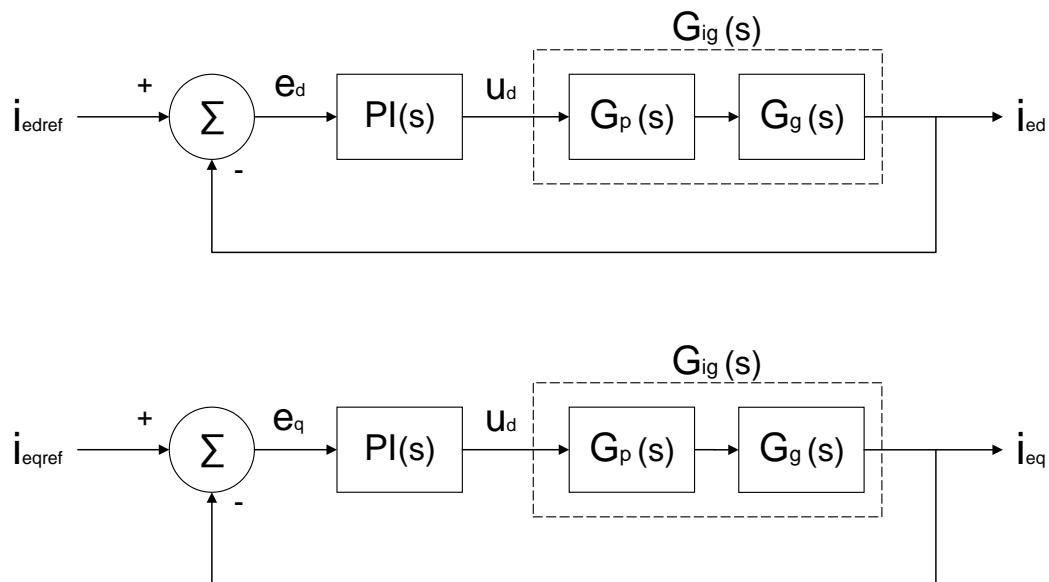
O projeto e dimensionamento dos controladores é necessário para se obter estabilidade no sistema. Nesta seção será realizado o dimensionamento dos controladores PI do controle de corrente e do controle de velocidade.

O projeto dos controladores se baseia na resposta em frequência, de modo que um bom projeto de controlador apresenta margem de ganho (MG) maior que 6 dB e margem de fase (MF) entre 30° e 60° (MOREIRA, 2017; OGATA, 2011).

3.4.1 Projeto dos controladores da malha de corrente

A Figura 18 apresenta as estruturas de controle das correntes do CLG de modo simplificado, de modo que o controlador de corrente do CLG é formado por três blocos: $PI(s)$, $G_p(s)$ e $G_g(s)$, sendo $PI(s)$ o controlador, $G_p(s)$ a dinâmica do PWM do conversor eletrônico CA-CC e $G_g(s)$ a planta do GIGE (equação dinâmica do estator). $G_{ig}(s)$ é o produto dos blocos $G_p(s)$ e $G_g(s)$ em cascata.

Figura 18 – Diagramas de blocos simplificados dos controladores de corrente elétrica do CLG em coordenadas dq.



Fonte: O autor.

As funções de transferência $G_p(s)$ e $G_g(s)$ são definidas de acordo com (3.47) e (3.48), em que T_s é o tempo de amostragem, definido como o inverso da frequência utilizada no PWM.

$$G_p(s) = \frac{1 - s(\frac{T_s}{4})}{1 + s(\frac{T_s}{4})} \quad (3.47)$$

$$G_g(s) = \frac{1}{\sigma \tau_e s + 1} \quad (3.48)$$

A função de transferência do controlador PI é dada em (3.49).

$$PI(s) = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (3.49)$$

Para $s = j\omega$, tem-se (3.50) e (3.51).

$$PI(j\omega) = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i j\omega} \right) \quad (3.50)$$

$$\angle PI(j\omega) = -\arctan \frac{1}{T_i \omega} \quad (3.51)$$

A margem de fase desejada, MF_d , é calculada a partir de (3.52), em que ω_c é a frequência de cruzamento de ganho.

$$PM_d = \pi + \angle G_{ig}(j\omega_c) + \angle PI(j\omega_c) \quad (3.52)$$

Ao aplicar (3.51) em (3.52) e ao isolar T_i , determina-se (3.53), a primeira condição do projeto do controlador.

$$T_i = \frac{1}{\omega_c \cdot \tan(\pi + \angle G_{ig}(j\omega_c) - PM_d)} \quad (3.53)$$

De acordo com (MOREIRA, 2017), a magnitude da função de transferência de malha aberta de um sistema controlado é a unidade na frequência de cruzamento, obtendo-se (3.54). Substituindo (3.50) em (3.54) e isolando k_p , obtém-se (3.55), como a segunda condição do projeto do controlador.

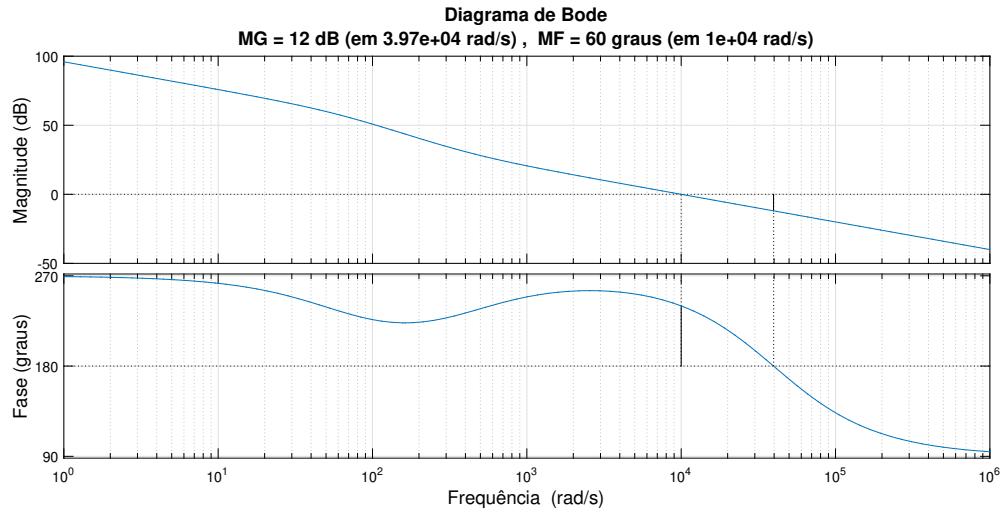
$$|PI(j\omega_c)| \cdot |G_{ig}(j\omega_c)| = 1 \quad (3.54)$$

$$k_p = \frac{1}{|G_{ig}(j\omega_c)| \cdot \left| 1 - \frac{j}{\omega_c T_i} \right|} \quad (3.55)$$

A partir de (3.53) e (3.55), para $\omega_c = 10000 \text{ rad/s}$ e $MF = 60^\circ$, obteve-se $k_p = 156,48$ e $T_i = 0,0025$ para o controlador de corrente do CLG.

Adquiriu-se a resposta em frequência do controlador projetado com a ajuda do *software* Matlab. A Figura 19 mostra a resposta em frequência do sistema controlado pelo controlador de corrente do CLG, de modo que se observa que as condições necessárias são seguidas, já que a margem de ganho é maior que 6 dB e a margem de fase é de 60° para a frequência de cruzamento de 10000 rad/s .

Figura 19 – Resposta em frequência de malha aberta do controlador de correntes elétricas do CLG.



Fonte: O autor.

3.4.2 Projeto do controlador da malha de velocidade

A partir da Figura 16 e aplicando a metodologia de projeto do controlador realizada em 3.4.1, determina-se os parâmetros do controlador PI do controle de velocidade de acordo com as Equações (3.56) e (3.57).

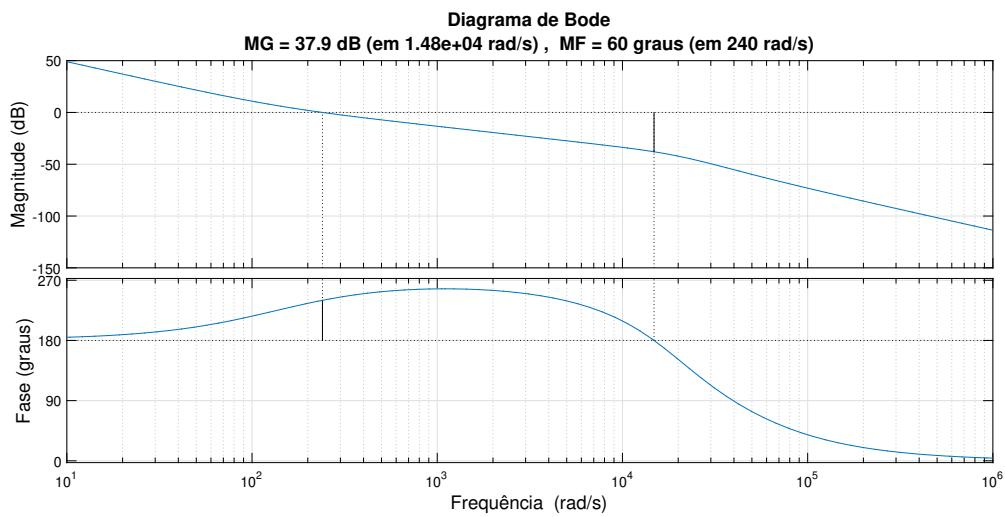
$$T_i = \frac{1}{\omega_c \cdot \tan(\pi + \angle G_{\omega r G}(j\omega_c) - MF_d)} \quad (3.56)$$

$$k_p = \frac{1}{|G_{\omega r G}(j\omega_c)| \cdot \left|1 - \frac{j}{\omega_c T_i}\right|} \quad (3.57)$$

A partir de (3.56) e (3.57), e de $\omega_c = 240 \text{ rad/s}$ e $MF = 60^\circ$ adotados, obteve-se $k_p = 14,47$ e $T_i = 0,0074$ para o controlador de velocidade do CLG.

A Figura 20 mostra a resposta em frequência do sistema controlado pelo controlador de velocidade do CLG, em que as condições necessárias são seguidas.

Figura 20 – Resposta em frequência de malha aberta do controlador de velocidade do CLG.



Fonte: O autor.

4 MODELAGEM E CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DA REDE (CLR) E DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

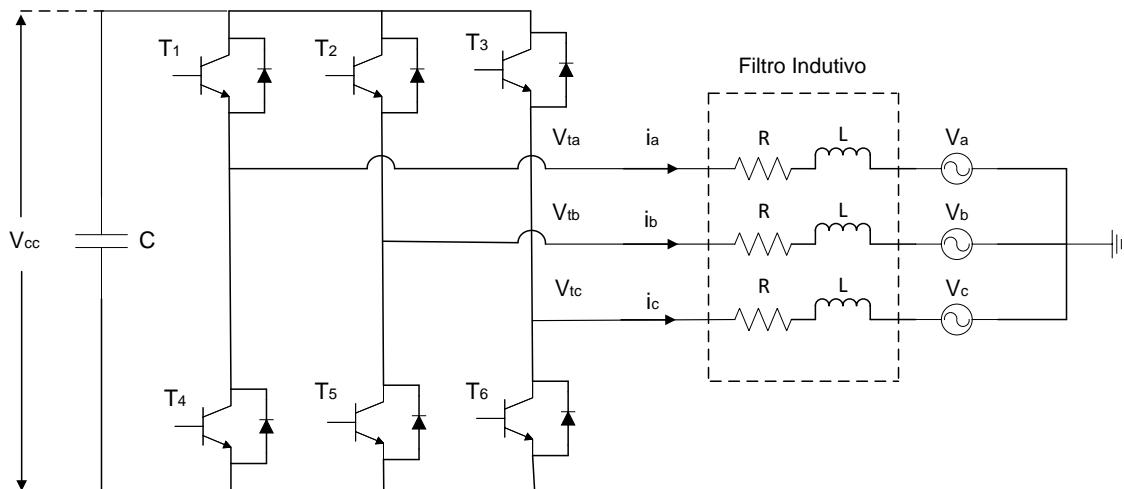
Neste capítulo serão apresentadas a modelagem e o controle do conversor do lado da rede (CLR), o qual é um conversor eletrônico CC-CA trifásico conectado à rede elétrica através de um filtro L, que utiliza a técnica de filtragem ativa, baseada na teoria das potências instantâneas, para mitigar correntes harmônicas da rede elétrica oriundas de cargas não-lineares. Também será apresentado o modelo da bateria e a modelagem e o controle do conversor CC-CC para armazenamento de energia elétrica.

4.1 Conversor conectado à Rede Elétrica (CLR)

Na seção anterior foi abordada a modelagem do GIGE e do CLG, nesta será abordado o outro lado do conversor *back-to-back*, o CLR.

O CLR é um conversor eletrônico CC-CA e tem como objetivo manter constante a tensão do barramento CC e controlar a potência reativa e ativa injetada no PAC. A Figura 21 apresenta o CLR, em que V_a , V_b e V_c são as tensões da rede elétrica, L é o indutor utilizado que conecta o conversor eletrônico à rede elétrica, R é a resistência elétrica do indutor L , V_{ta} , V_{tb} e V_{tc} são as tensões nos terminais do conversor eletrônico, e V_{cc} é a tensão no capacitor.

Figura 21 – Conversor do lado da rede (CLR).



Fonte: O autor.

Da análise do circuito do CLR e aplicando a lei das malhas (lei de Kirchhoff), o comportamento dinâmico do conversor pode ser descrito pela Equação (4.1), que pode ser expandida em (4.2), (4.3) e (4.4).

$$V_{tabc} = R \cdot I_{abc} + L \frac{d}{dt} \cdot I_{abc} + V_{abc} \quad (4.1)$$

$$V_{ta} = R \cdot I_a + L \frac{d}{dt} \cdot I_a + V_a \quad (4.2)$$

$$V_{tb} = R \cdot I_b + L \frac{d}{dt} \cdot I_b + V_b \quad (4.3)$$

$$V_{tc} = R \cdot I_c + L \frac{d}{dt} \cdot I_c + V_c \quad (4.4)$$

As Equações (4.2) a (4.4) estão definidas no sistema trifásico *abc*, o que exige uma elevada complexidade para a elaboração das estratégias de controle, já que há o acoplamento entre as fases, é conveniente realizar a mudança de eixos de referência do sistema (GRANZA, 2014).

A estratégia de controle utilizada é citada na literatura como "controle orientado pela tensão", na qual se usa a transformação do sistema trifásico *abc* para um sistema bifásico de coordenadas de eixo direto e de quadratura (*dq*), sendo essa transformação conhecida como Transformada de Park. É adequada para tarefas de projeto de análise e controle, já que os sinais assumem formas de ondas constantes sob condições de estado estacionário, o que permite a utilização de compensadores com estruturas mais simples (BOSE, 2001).

Nessa técnica, o eixo direto do sistema (*d*) é alinhado com o vetor de tensão da rede elétrica, fazendo a tensão de eixo direto ter a mesma magnitude que o vetor tensão da rede, enquanto que o componente de tensão do eixo de quadratura (*q*) é igual a zero.

A transformação aplicada para tensão e correntes necessita de um medidor de tensão e detector de ângulo da rede elétrica, denominado PLL. O ângulo θ detectado pelo PLL é utilizado para as transformações de *abc* para *dq* e vice-versa.

As Equações (4.5) e (4.6) ilustram a aplicação das transformadas direta e inversa de Park, respectivamente, nas tensões da rede elétrica V_a , V_b e V_c , em que $T_{abc \rightarrow dq}$ e $T_{dq \rightarrow abc}$ são definidas segundo (YAZDANI; IRAVANI, 2010), como segue nas Equações (4.7) e (4.8).

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = T_{abc \rightarrow dq} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = T_{dq \rightarrow abc} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

$$T_{abc \rightarrow dq} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$T_{dq \rightarrow abc} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Aplicando-se a transformada direta de Park às tensões e correntes da equação (4.1), determina-se a equação dinâmica do conversor em coordenadas dq , mostrada na Equação (4.9), em que ω é a frequência angular da rede elétrica.

$$V_{tdq} = R \cdot I_{dq} + L \frac{d}{dt} \cdot I_{dq} - L\omega I_{dq} + V_{dq} \quad (4.9)$$

Ao expandir (4.9) em termo das coordenadas d e q , tem-se (4.10) e (4.11).

$$V_{td} = R \cdot I_d + L \frac{d}{dt} \cdot I_d - L\omega I_q + V_d \quad (4.10)$$

$$V_{tq} = R \cdot I_q + L \frac{d}{dt} \cdot I_q + L\omega I_d + V_q \quad (4.11)$$

Isolando os termos das Equações (4.10) e (4.11) em função de $L \frac{d}{dt}$, tem-se (4.12) e (4.13).

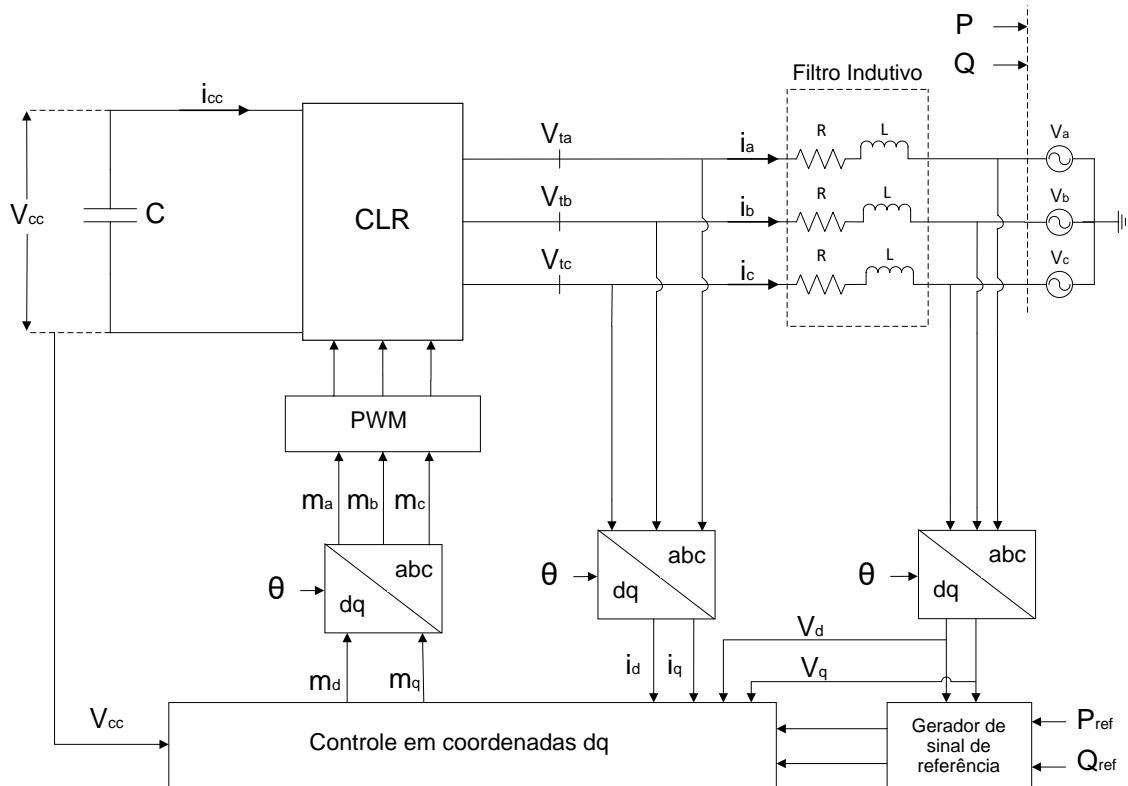
$$L \frac{d}{dt} \cdot I_d = V_{td} - R \cdot I_d + L\omega I_q - V_d \quad (4.12)$$

$$L \frac{d}{dt} \cdot I_q = V_{tq} - R \cdot I_q - L\omega I_d - V_q \quad (4.13)$$

4.1.1 Sistema de controle do CLR

A Figura 22 mostra o diagrama esquemático do CLR com o seu sistema de controle. O CLR do sistema proposto possui controle de corrente e de tensão, sendo responsável por controlar a tensão até que o SAE seja conectado, bem como controla a potência ativa e reativa injetada no PAC.

Figura 22 – Esquema de controle do CLR.



Fonte: O autor.

4.1.1.1 Controle de corrente do CLR

O controle de corrente do CLR é responsável por controlar as potências ativa e reativa entregues ou absorvidas do rede elétrica. As potências ativa e reativa de referência que são entregues no PAC são calculadas de acordo com (4.14) e (4.15), em que P_{ref} e Q_{ref} são as referências de potências ativa e reativa e i_{d-ref} e i_{q-ref} são as correntes dq de referência da rede elétrica medidas no PAC.

$$P_{ref} = \frac{3}{2} [V_d i_{d-ref} + V_q i_{q-ref}] \quad (4.14)$$

$$Q_{ref} = \frac{3}{2}[-V_d i_{q-ref} + V_q i_{d-ref}] \quad (4.15)$$

As potências ativa (P_{ref}) e reativa (Q_{ref}) de referência requeridas são usadas para determinar as correntes de referência I_{d-ref} e I_{q-ref} . Como $V_q = 0$, o gerador de sinal de referência envia I_{d-ref} e I_{q-ref} de acordo com (4.16) e (4.17).

$$i_{d-ref} = \frac{2}{3V_d} P_{ref} \quad (4.16)$$

$$i_{q-ref} = -\frac{2}{3V_d} Q_{ref} \quad (4.17)$$

O controle em coordenadas dq do CLR é baseado em (4.12) e (4.13), em que V_{td} e V_{tq} decorrem da tensão do barramento CC (V_{cc}) e dos índices de modulação em coordenadas dq (m_d e m_q), como se verifica em (4.18) e (4.19). As Equações (4.20) e (4.21) definem m_d e m_q (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

$$V_{td} = \frac{V_{cc}}{2} m_d \quad (4.18)$$

$$V_{tq} = \frac{V_{cc}}{2} m_q \quad (4.19)$$

$$m_d = \frac{2}{V_{cc}} (u_d - L\omega i_q + V_d) \quad (4.20)$$

$$m_q = \frac{2}{V_{cc}} (u_q + L\omega i_d + V_{sq}) \quad (4.21)$$

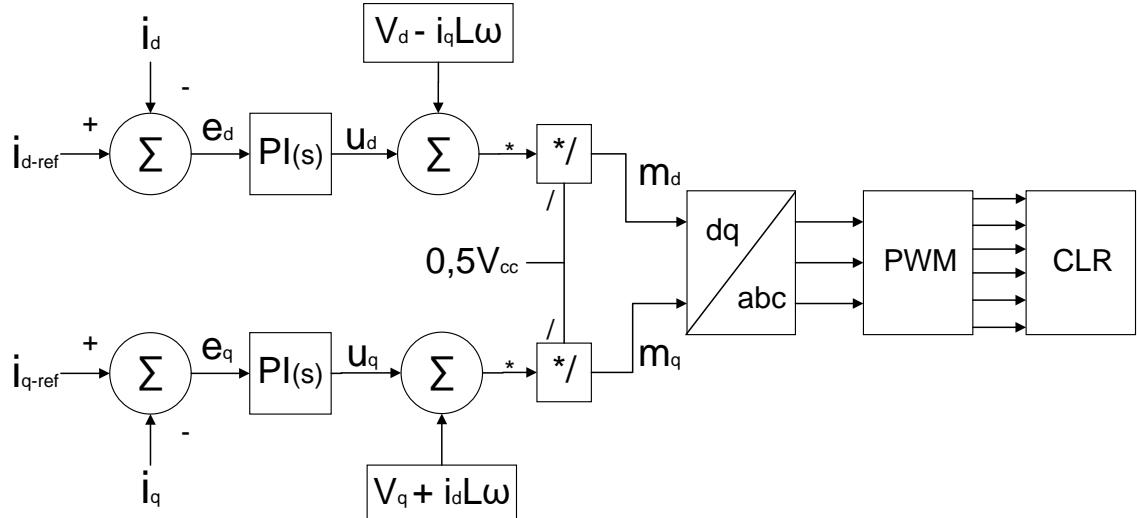
Substituindo m_d e m_q de (4.20) e (4.21) em (4.18) e (4.19), respectivamente, e substituindo V_{td} e V_{tq} em (4.12) e (4.13), obtém-se (4.22) e (4.23), que representam dois sistemas lineares desacoplados de primeira ordem, em que i_d e i_q são controlados por u_d e u_q , respectivamente.

$$L \frac{d}{dt} I_d = -R I_d + u_d \quad (4.22)$$

$$L \frac{d}{dt} I_q = -R I_q + u_q \quad (4.23)$$

A Figura 23 mostra uma representação em bloco dos controladores de corrente do CLR, em que u_d e u_q são as saídas de dois compensadores correspondentes. O primeiro compensador processa $e_d = i_{d-ref} - i_d$ e fornece u_d , o que mostra que u_d contribui para m_d , como mostra (4.20). Da mesma forma, o outro compensador processa $e_q = i_{q-ref} - i_q$ e fornece u_q , que contribui para m_q , como mostra (4.21).

Figura 23 – Sistema de controle de corrente do CLR.



Fonte: O autor.

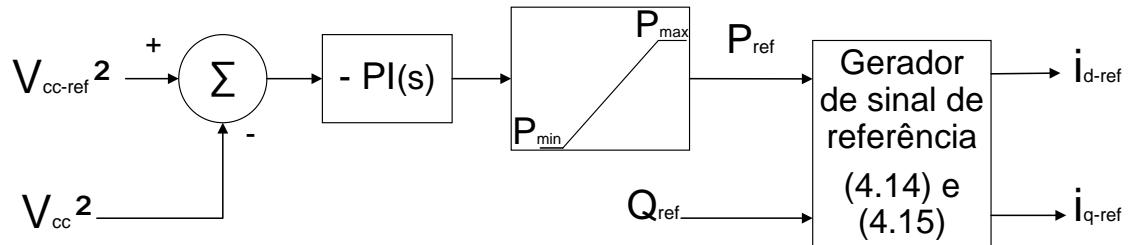
4.1.1.2 Controle de tensão do barramento CC

No sistema proposto, o controle de tensão do barramento CC inicialmente é realizado por meio do CLR, de modo que este controla a tensão do barramento CC até que o SAE seja conectado ao sistema. Após isso, o conversor CC-CC do SAE fica responsável por este controle de tensão.

O controle da tensão do barramento CC é realizado pelo CLR conforme diagrama esquemático apresentado na Figura 24. O controle de tensão do barramento CC é realizado utilizando um mecanismo de realimentação que compara o quadrado da tensão medida no

barramento CC (V_{cc}), com o quadrado da tensão de referência (V_{cc-ref}^2), gerando um erro, que passará por um compensador e resultará na potência ativa de referência P_{ref} , que, juntamente com a potência reativa de referência Q_{ref} , passará por um gerador de sinal de referência para gerar as correntes de referência.

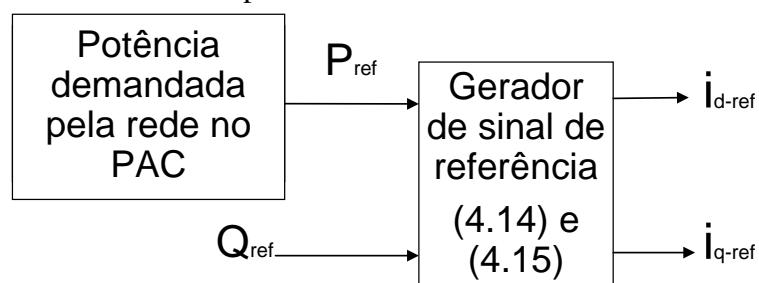
Figura 24 – Diagrama de blocos do controle da tensão do barramento CC a partir do CLR.



Fonte: O autor.

Após a conexão do SAE, o CLR não fará mais o controle de tensão do barramento CC, e o esquemático apresentado na Figura 24 é modificado, sendo utilizado o esquemático apresentado na Figura 25, em que a potência ativa de referência é a variável e demandada pela rede elétrica, utilizando valores de referência medidos no PAC. A potência reativa de referência é controlada de forma independente, ou seja, o seu valor de referência é pré-determinado, de forma que a potência reativa é regulada em zero VAr, partindo do princípio que o fator de potência é unitário (MARTINS, 2017).

Figura 25 – Diagrama de blocos da obtenção das correntes de referência do CLR a partir da potência demandada pela rede elétrica.



Fonte: O autor.

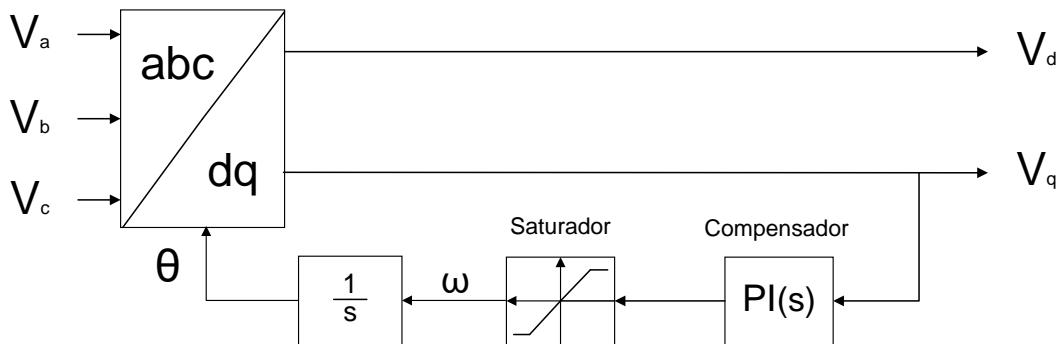
4.1.1.3 Sincronização com a Rede Elétrica

Para que se torne possível a transformação para o sistema de coordenadas dq é necessário o ângulo θ , que possibilita que a frequência do sinal de saída do conversor esteja sincronizada com a frequência da rede elétrica.

A obtenção de θ é realizada pelo PLL, que é responsável por regular, ou sincronizar, as tensões produzidas pelo inversor e as tensões da rede elétrica, gerando θ , que estará em fase com a tensão da rede elétrica.

A Figura 26 mostra o diagrama esquemático do PLL, em que a tensão do eixo de quadratura (V_q) é processada pelo compensador PI, gerando a frequência angular da rede elétrica, que passará por um integrador para gerar o ângulo θ . Este ângulo será usado para transformar as tensões de entrada abc para dq , de maneira que há um mecanismo para regular V_q em zero, que é obtido com base na lei de realimentação (*feedback*).

Figura 26 – Diagrama esquemático do PLL.



Fonte: O autor.

4.2 Sistema de Armazenamento de Energia

O SAE consiste em um banco de baterias associado à topologia de conversor CC-CC bidirecional, sendo este responsável por conectar a bateria ao sistema de geração eólica através de sua conexão com o barramento CC.

4.2.1 Bateria

A bateria é responsável por armazenar a energia gerada excedente à demanda da rede elétrica, e por fornecer energia à rede elétrica quando a energia gerada for menor que a demandada pela rede.

As baterias utilizadas no sistema proposto são do tipo íons de lítio (lítio, ferro e fosfato), devido ao seu melhor desempenho na indústria, uma vez que apresentam vantagens como custo para aplicações em grande escala, alta densidade de energia, robustez para sistemas de maior potência, etc. Além disso, apresentam vantagens em seu carregamento quando comparadas às outras tecnologias, pois possuem carregamento simples, que pode ser realizado de forma

intermitente, e que dura aproximadamente 3 horas a uma carga inicial de 1 coulomb. Tais vantagens são bastante importantes para o armazenamento de energia renovável, tal como um painel solar ou uma turbina eólica (UNIVERSITY, 2022; NAVAS, 2016).

O estado de carga da bateria (*State of Charge (SoC)*) representa quantidade de carga presente na bateria em relação a sua carga máxima e é um dos principais parâmetros utilizados para possibilitar o gerenciamento do fluxo de energia, pois informa quanto de energia há armazenada na bateria evitando sobrecargas ou descarregamentos profundos. Isso restringe a faixa de operação das baterias para aumentar sua vida útil (COSTA, 2013; DIAS, 2020).

A bateria de íon de lítio pode ser modelada através de um circuito, consistindo em uma fonte de tensão controlada com uma resistência em série. A Equação (4.24) é utilizada para modelar a descarga e a Equação (4.25) para a carga (TREMBLAY *et al.*, 2007; MATHWORKS, 2022).

$$V_{bat} = E_0 - K \left(\frac{Q}{Q - i_{soc}} \right) (i_{soc} + i_f) + A e^{(-Bi_{soc})} - R_{int} i_{bat} \quad (4.24)$$

$$V_{bat} = E_0 - K \left(\frac{Q}{i_{soc} - 0,1Q} \right) i_f + A e^{(-Bi_{soc})} - R_{int} i_{bat} - K \left(\frac{Q}{Q - i_{soc}} \right) i_f \quad (4.25)$$

Em que:

V_{bat} : Tensão da bateria, em V;

i_{bat} : Corrente da bateria, em A;

Q : Capacidade da bateria, em Ah;

R_{int} : Resistência interna da bateria, em Ω ;

E_0 : Constante de tensão na bateria, em V;

A : Zona de amplitude exponencial, em V;

B : Constante na zona exponencial inversa de tempo, em Ah^{-1} ;

K : Constante de polarização, em V;

i_{soc} : Carga atual da bateria, em Ah;

i_f : Corrente da bateria filtrada, em A.

O processo de carga e descarga de uma bateria apresenta quatro estágios, quais são apresentados na Figura 27, segundo (NAVAS, 2016):

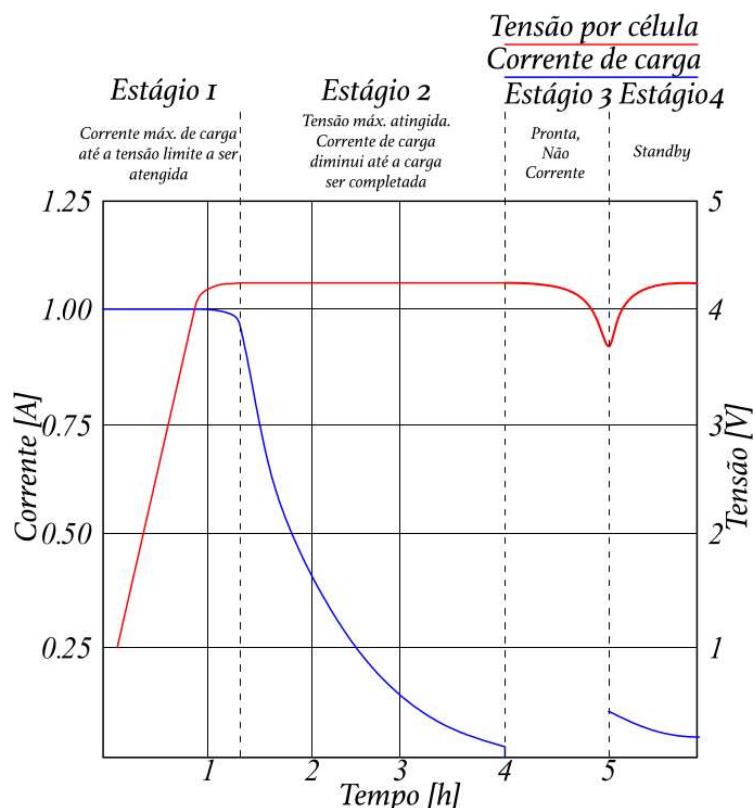
Estágio 1: nesse estágio, a tensão da bateria incrementa linearmente até atingir a corrente de carga inicial da bateria;

Estágio 2: a tensão máxima é atingida e a corrente de carga diminui até que a capacidade de carga da bateria seja completada. Nesse momento, a tensão chega ao limiar da tensão superior e a corrente é menor 3 % da corrente de carga nominal;

Estágio 3: nesse estágio, a bateria está pronta para ser utilizada como fonte de energia elétrica, e não tem circulação de corrente no circuito equivalente;

Estágio 4: nesse estágio, a carga da bateria está no estado de operação de Standby e pode ser carregada de maneira ocasional.

Figura 27 – Estágios de carga e descarga bateria íon de lítio.



Fonte: (NAVAS, 2016).

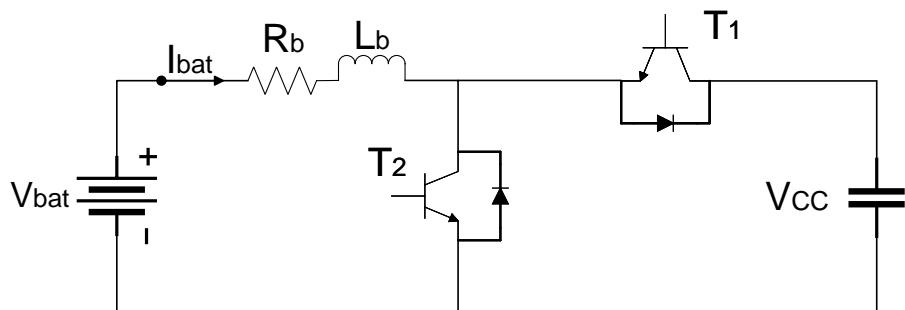
4.2.2 Conversor CC-CC conectado à bateria

O conversor CC-CC utilizado neste trabalho tem por função conectar o banco de baterias ao sistema de geração eólica, e foi utilizado o conversor *buck-boost* bidirecional, que é responsável pelo controle do barramento CC através do controle da corrente da bateria. Ou seja, utiliza-se a malha do controle de corrente com controlador PI, de modo que o sinal de referência de corrente indica se o SAE irá absorver ou injetar energia na rede, sendo esse sinal de referência gerado pela malha do controle de tensão do barramento CC. Assim, caso a tensão do barramento

CC aumente, a bateria começará a carregar e, caso a tensão do barramento CC diminua, a bateria fornecerá energia ao à rede elétrica (GOMEZ *et al.*, 2020; PEDRO *et al.*, 2018).

A estrutura do conversor *buck-boost* utilizado é apresentado na Figura 28, em que V_{bat} é a tensão do banco de baterias, I_{bat} é a corrente que saí/entra no conjunto de baterias, L_b é a indutância presente no conversor CC-CC, R_b é a resistência série da indutância do conversor CC-CC, V_{cc} é a tensão do barramento CC, T_1 e T_2 são as chaves utilizadas no conversor CC-CC.

Figura 28 – Conversor CC-CC bidirecional conectado à bateria e barramento CC.



Fonte: O autor.

A configuração bidirecional permite dois modos de fluxo de potência, caracterizando duas etapas de operação: buck e boost. Para o modo buck, o conversor absorve a potência do barramento CC, efetuando a carga da bateria. Já no modo boost, o conversor injeta potência no barramento CC, ocasionando a descarga da bateria.

A modelagem do conversor CC-CC foi realizada a partir do modelo da chave PWM, que é obtida a partir da associação de uma chave controlada e outra não controlada a um circuito de elementos passivos lineares invariantes no tempo (LIT), de modo que o conjunto destas duas chaves recebe o nome de "Chave PWM" (VORPERIAN *et al.*, 1989).

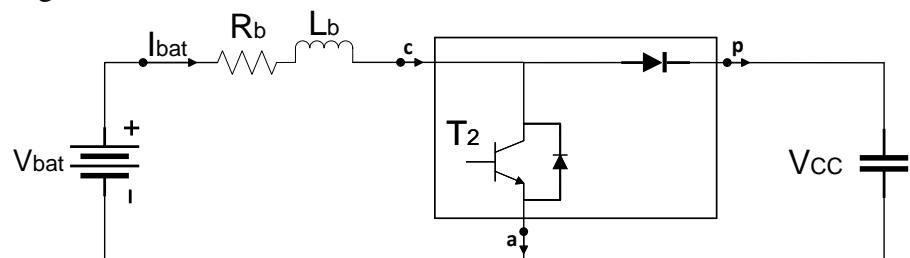
A operação dos conversores CC-CC a partir do modelo da chave PWM é controlada pela variação da razão cíclica (δ) e, para se projetar o compensador adequado ao controle, torna-se necessário o conhecimento do modelo matemático representativo do comportamento do conversor frente a pequenas perturbações.

Os controles das etapas Buck e Boost são independentes, havendo uma estratégia de controle para cada um, entretanto como ao atuar a conversão Buck, a chave responsável pela conversão Boost deve ser mantida bloqueada (e vice-versa). Assim, o chaveamento das chaves T_1 e T_2 são complementares, acarretando que o chaveamento adequado de uma das chaves garante o chaveamento adequado da outra, de modo que a modelagem e controle de uma das duas

etapas de operação (buck ou boost) garante o controle da outra etapa. Dessa forma, realizou-se a modelagem do conversor boost a partir do método da Chave PWM.

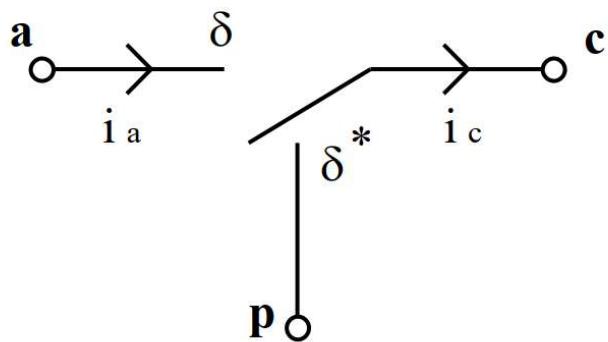
A Figura 29 mostra o conversor elevador de tensão, boost, com a área dos interruptores selecionada, em que cada conexão dessa área que está ligada ao restante do circuito é definida: a letra "a" representa ativo, e está associada a conexão do circuito com o transistor; a letra "p" representa passivo, e está associada a conexão do circuito ao diodo; a letra "c" representa comum e está relacionada a conexão do circuito ao indutor. A Figura 30 mostra a modelagem da chave PWM, em que δ é o ciclo de trabalho e $\delta^* = (1-\delta)$, seu complemento.

Figura 29 – Conversor Boost - Modelo da chave PWM.



Fonte: O autor.

Figura 30 – Modelo da chave PWM.



Fonte: O autor.

A modelagem do conversor a partir da chave PWM é realizada a partir das Equações (4.26) e (4.27), em que os termos com ' representam as perturbações (valores instantâneos) (VORPERIAN, 1990).

$$i'_a(t) = \begin{cases} i'_c(t), & 0 \leq t \leq \delta T \\ 0, & \delta T \leq t \leq T \end{cases} \quad (4.26)$$

$$v'_{cp}(t) = \begin{cases} v'_{ap}(t), & 0 \leq t \leq \delta T \\ 0, & \delta T \leq t \leq T \end{cases} \quad (4.27)$$

Desenvolvendo as equações do conversor boost a partir das Equações (4.26) e (4.27), obtém-se as Equações (4.28) e (4.29), as quais modelam o conversor boost com modelo da chave PWM, conforme Figura 31. Considerando um período de chaveamento, $\langle x \rangle$ representa o valor médio das grandezas, X representa o valor CC e x' representa o valor CA (perturbações), δ é representado por D e d' , como sendo seu valor CC e CA, respectivamente. O produto entre duas variáveis CA são desprezados, já que se parte da premissa de que as perturbações são muito menores em magnitude que os valores dos componentes CC (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2004; KAZIMIERCZUK, 2008).

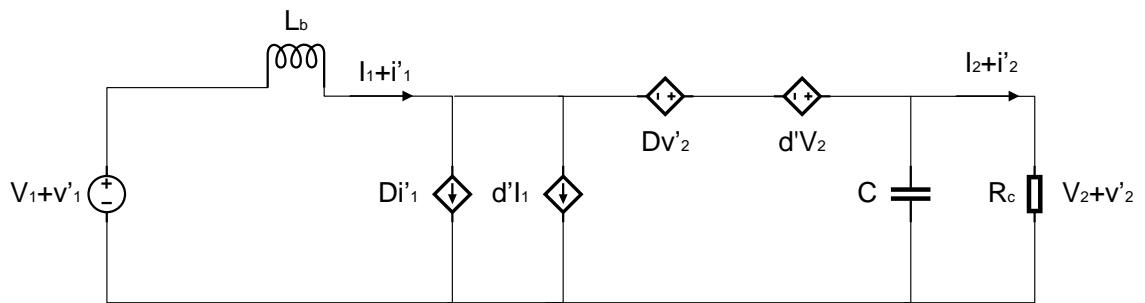
$$\langle i_2 \rangle = \langle i_1 \rangle + \delta$$

$$\begin{aligned} (I_2 + i'_2) &= (D + d')(I_1 + i'_1) \\ I_2 + i'_2 &= D \cdot I_1 + D \cdot i'_1 + d' \cdot I_1 + d' \cdot i'_1 \\ I_2 + i'_2 &= D \cdot I_1 + D \cdot i'_1 + d' \cdot I_1 \end{aligned} \quad (4.28)$$

$$\langle v_1 \rangle = \langle v_2 \rangle + \delta$$

$$\begin{aligned} (V_1 + v'_1) &= (D + d')(V_2 + v'_2) \\ V_1 + v'_1 &= D \cdot V_2 + D \cdot v'_2 + d' \cdot V_2 + d' \cdot v'_2 \\ V_1 + v'_1 &= D \cdot V_2 + D \cdot v'_2 + d' \cdot V_2 \end{aligned} \quad (4.29)$$

Figura 31 – Conversor boost no modelo da chave PWM.



Fonte: O autor.

Estabelecendo $i_{bat} = i_2$ e $V_{cc} = V_2$, a partir das Equações (4.28) e (4.29) obtidas do modelo da chave PWM, e aplicando a lei das malhas no circuito da Figura 31, obtém-se as funções de transferência para o conversor boost, dadas em (4.30) e (4.31), em que R_c é o valor da resistência de carga, calculada a partir da tensão de saída por corrente de saída do conversor. Todo o desenvolvimento das equações até chegar nas funções de transferência não são realizados

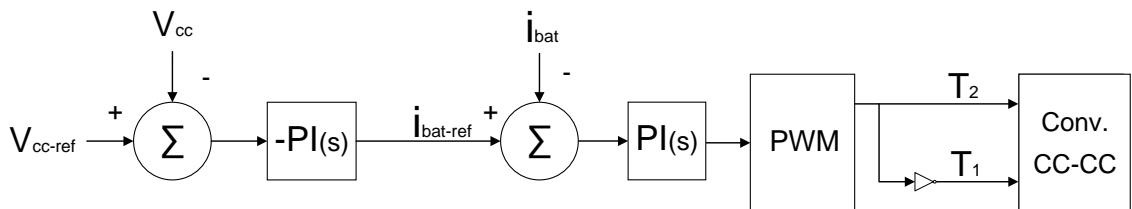
neste trabalho por serem bastante difundidos na literatura e apresentados em (VORPERIAN, 1990).

$$G_{i_{bat}d}(s) = \frac{i'_{bat}(s)}{d'} = \frac{V_{bat}}{\delta*} \cdot \frac{\delta*^2 / L_b C}{s^2 + s \frac{1}{R_c C} + \frac{\delta*^2}{L_b C}} \cdot \left(\frac{2}{R_c \delta*^2} + s \frac{C}{\delta*^2} \right) \quad (4.30)$$

$$G_{V_{cc}i_{bat}}(s) = \frac{v'_{cc}(s)}{i'_{bat}} = \frac{1}{\delta*} \cdot \frac{-sL_b + R_c \delta*^2}{R_c \delta*^2} \quad (4.31)$$

A Figura 32 mostra uma representação em bloco dos controladores de tensão e corrente do conversor CC-CC, em que o erro gerado pela subtração de V_{cc-ref} e V_{cc} é processado por um PI e gera a corrente de referência da bateria, sendo essa subtraída pela corrente atual da bateria, produzindo um erro que passa por um PI para gerar o sinal de PWM.

Figura 32 – Sistema de controle do conversor CC-CC.



Fonte: O autor.

4.3 Estratégia de compensação de correntes elétricas harmônicas

A distorção da corrente da rede elétrica pode ser ocasionada pela presença de carga não-linear no PAC. Nesse sentido, o FAP é utilizado para mitigar as correntes harmônicas na rede elétrica, detectando as correntes harmônicas e injetando corrente para compensá-las, gerando uma corrente "limpa" para a rede elétrica.

Existem diferentes metodologias para a implementação do FAP, e neste trabalho foi escolhido o método de controle para compensação de corrente elétrica baseado na teoria p-q.

A teoria convencional que trata do cálculo de potências para circuitos trifásicos comprehende estes como sendo três circuitos monofásicos e indica potência reativa como sendo relacionada com a energia armazenada em elementos reativos (indutores e capacitores) e que provoca um deslocamento angular na corrente em relação a tensão. Entretanto, circuitos que não utilizam elementos reativos, como circuitos que utilizam tiristores, por exemplo, também apresentam defasagem angular da corrente em relação a tensão. Além disso, a teoria convencional

foi desenvolvida considerando apenas uma frequência de operação do sistema, não sendo adequada, portanto, para sistemas desbalanceados e quando há mais de uma frequência de operação (COSTA, 2019).

Com o objetivo de apresentar uma teoria para controle de filtros ativos, o método p-q, também chamado de Teoria das Potências Instantâneas, foi introduzido por Akagi em 1983, e é utilizado para aplicações de filtragem ativa mesmo em sistemas desbalanceados e com distorções (AKAGI, 1983).

Esta técnica utiliza as correntes e tensões em transformadas $\alpha\beta$, denominada transformada de Clarke, utilizando as Equações (4.32) e (4.33), em que V_α e V_β são as tensões da rede elétrica em coordenadas $\alpha\beta$, I_{Labc} são as correntes elétricas da carga não-linear em abc e $I_{L\alpha}$ e $I_{L\beta}$ são as correntes elétricas da carga não-linear em coordenadas $\alpha\beta$.

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (4.32)$$

$$\begin{bmatrix} I_{L\alpha} \\ I_{L\beta} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{La} \\ I_{Lb} \\ I_{Lc} \end{bmatrix} \quad (4.33)$$

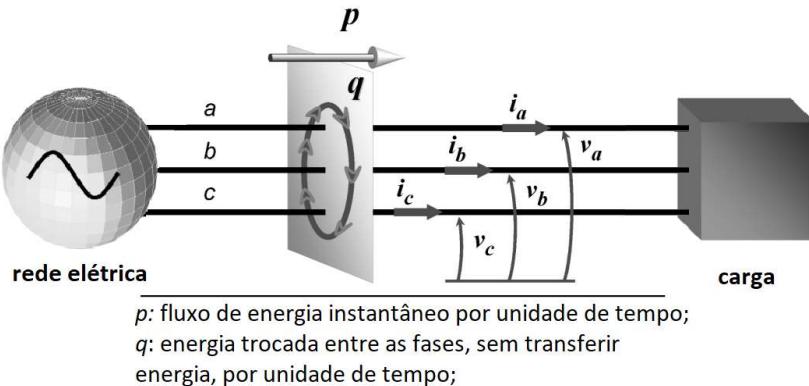
Considerando um sistema trifásico simétrico nem neutro, as potências ativa e reativa são dadas em (4.34). A Figura 33 resume o significado das potências segundo a teoria p-q, em que p é a potência ativa instantânea e q é a potência trocada entre as fases do sistema e que não contribui com a energia transferida entre a fonte e a carga (COSTA, 2019).

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{L\alpha} \\ i_{L\beta} \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

As potências apresentadas em (4.34) podem ser decompostas em duas componentes, uma CC e uma CA, conforme (4.35).

$$\begin{cases} p = \bar{p} + p_h \\ q = \bar{q} + q_h \end{cases} \quad (4.35)$$

Figura 33 – Potências instantâneas no sistema trifásico.



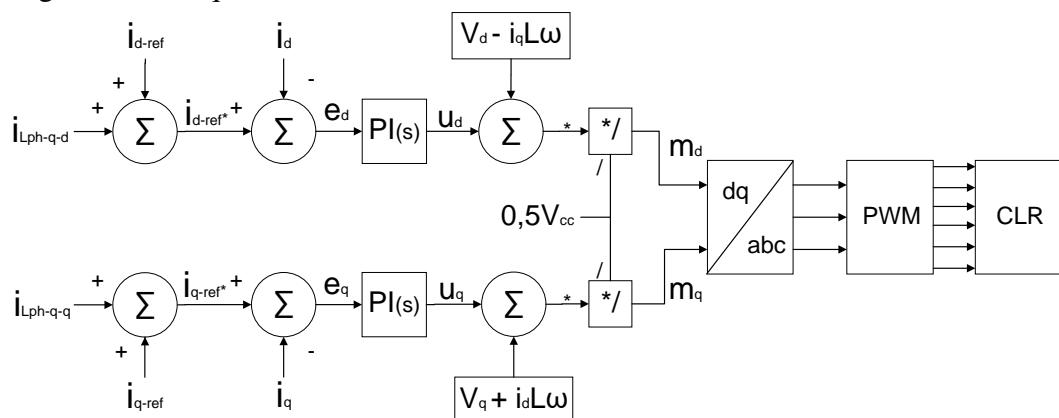
Fonte: (COSTA, 2019).

As componentes CC (\bar{p} e \bar{q}) e CA (p_h e q_h) são resultados das tensões e correntes elétricas fundamentais e das harmônicas das tensões e correntes elétricas, respectivamente, e são definidas a seguir:

- \bar{p} : com definição equivalente a potência ativa trifásica da teoria convencional, representa o fluxo de energia por unidade de tempo em apenas uma direção;
 - p_h : potência adicional que não contribui efetivamente na transferência de energia entre fonte e carga, representa o fluxo de energia oscilante por unidade de tempo;
 - \bar{q} : apresenta definição equivalente a potência reativa trifásica da teoria convencional;
 - q_h : fluxo de energia oscilante que está sendo trocada entre as fases e que não contribui na transferência de energia entre fonte e carga.

Para a inclusão da função FAP no CLR, a estrutura de controle é modificada, adicionando-se as componentes harmônicas da corrente de carga não-linear $i_{Lph-q-d}$ e $i_{Lph-q-q}$ às malhas de controle de i_d e i_q , respectivamente, conforme a Figura 34.

Figura 34 – Esquema de controle do CLR com FAP.



Fonte: O autor.

As novas correntes de referência do CLR são i_{d-ref*} e i_{q-ref*} , de acordo com (4.36). As componentes harmônicas da corrente de carga não-linear $i_{Lph-q-d}$ e $i_{Lph-q-q}$ são calculadas em (4.37), a partir da transformação de coordenadas $\alpha\beta$ para coordenadas dq , e $i_{Lph-q-\alpha}$ e $i_{Lph-q-\beta}$ são calculadas em (4.38).

$$\begin{cases} i_{d-ref*} = i_{d-ref} + i_{Lph-q-d} \\ i_{q-ref*} = i_{q-ref} + i_{Lph-q-q} \end{cases} \quad (4.36)$$

$$\begin{bmatrix} i_{Lph-q-d} \\ i_{Lph-q-q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen}(\theta) & -\text{cos}(\theta) \\ \text{cos}(\theta) & \text{sen}(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{Lph-q-\alpha} \\ i_{Lph-q-\beta} \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

$$\begin{bmatrix} i_{Lph-q-\alpha} \\ i_{Lph-q-\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{(v_\alpha^2 + v_\beta^2)} \begin{bmatrix} V_\alpha & V_\beta \\ V_\beta & -V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} \quad (4.38)$$

A parte oscilante da corrente elétrica ativa instantânea no eixo α é calculada por (4.39), enquanto que a parte oscilante da corrente elétrica ativa instantânea no eixo β é calculada por (4.40).

$$i_{L\alpha-ph} = \frac{v_\alpha}{(v_\alpha^2 + v_\beta^2)} (-p_h) \quad (4.39)$$

$$i_{L\beta-ph} = \frac{v_\beta}{(v_\alpha^2 + v_\beta^2)} (-p_h) \quad (4.40)$$

A corrente elétrica reativa instantânea no eixo α é descrita por (4.41), enquanto que a corrente elétrica reativa instantânea no eixo β é dada por (4.42).

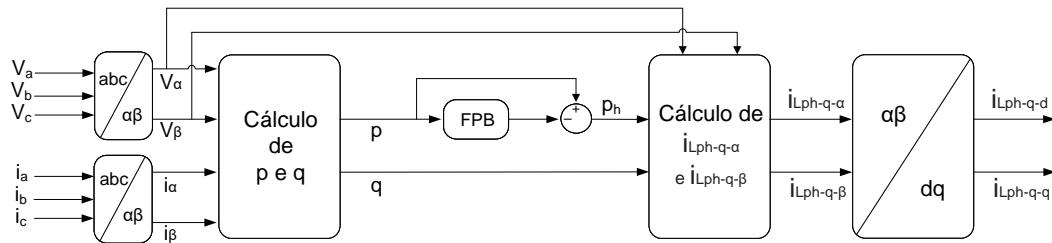
$$i_{L\alpha-q} = \frac{v_\beta}{(v_\alpha^2 + v_\beta^2)} (-q) \quad (4.41)$$

$$i_{L\alpha-q} = \frac{-v_\alpha}{(v_\alpha^2 + v_\beta^2)} (-q) \quad (4.42)$$

O FAP faz a compensação da componente reativa e do valor da componente CA da potência ativa. A potência harmônica ativa (p_h) é obtida a partir da potência ativa processada

pelo filtro passa baixa (FPB), que extrai sua componente fundamental, sendo esta subtraída da potência ativa total. O filtro passa baixas adotado nesse projeto possui uma frequência de corte de 12Hz. O esquema de filtragem do FAP realizado a partir da teoria p-q é observado na Figura 35.

Figura 35 – Identificador harmônico de corrente.



Fonte: O autor.

4.4 Dimensionamento dos componentes do CLR e do conversor CC-CC

Nesta seção é apresentado o procedimento para o dimensionamento dos elementos que constituem o CLR e o conversor CC-CC, tais como a tensão do barramento CC, a capacitância do barramento CC, os indutores de acoplamento, o indutor e resistência do conversor CC-CC, etc. O dimensionamento dos elementos do CLR considera as características da rede elétrica e da carga não-linear.

No sistema proposto neste trabalho, a rede elétrica é trifásica a três fios com tensão de linha ($V_{3\phi}$) de 380 V e frequência (f) de 60 Hz, possuindo uma resistência série (R_s) de 0,04 Ω e uma indutância série (L_s) de 0,1 mH.

4.4.1 Características da carga elétrica não-linear

A carga não-linear utilizada no sistema proposto é um retificador trifásico não controlado que alimenta uma carga indutiva e resistiva conectada em série. Os valores do resistor R_L e do indutor L_L são 10 Ω e 2 mH, respectivamente. A tensão média na carga (V_{Lcc}), a corrente média na carga (I_{Lcc}) e o valor eficaz da componente fundamental da corrente de entrada do retificador (I_{L1}) são determinadas por (4.43), (4.44) e (4.45), respectivamente (AHMED, 1998).

$$V_{Lcc} = 0,955 \cdot \sqrt{2} \cdot V_{3\phi} = 513,22V \quad (4.43)$$

$$I_{Lcc} = \frac{V_{Lcc}}{R_L} = 51,30A \quad (4.44)$$

$$I_{L1} = 0,82 \cdot I_{Lcc} = 42,07A \quad (4.45)$$

Da análise da série de Fourier da forma de onda característica da tensão de saída (V_o) e corrente de eficaz da carga não-linear (I_{L-rms}) do retificador trifásico, tem-se (4.46) e (4.47), em que V_n e I_n são as componentes harmônicas e são mostrados em (4.48) e (4.49), tendo n como o número da respectiva componente harmônica e ω_0 a frequência angular na fundamental. Utilizando as Equações (4.46) a (4.49), obtém-se $I_{L-rms} = 43,31A$.

$$V_o(t) = V_{Lcc} + \sum_{n=2,4...}^{50} V_n \cos(n\omega_0 t + \pi) \quad (4.46)$$

$$I_{L-rms} = \sqrt{I_{L1}^2 + \sum_{n=2,4...}^{50} I_n^2} \quad (4.47)$$

$$V_n = V_{Lcc} \cdot \left(\frac{1}{n-1} - \frac{1}{n+1} \right) \quad (4.48)$$

$$I_n = \frac{V_n}{Z_n} = \frac{V_n}{|R_L + jn\omega L_L|} \quad (4.49)$$

A potência aparente (S_L), potência ativa (P_L), fator de potência (FP_L) e potência reativa da carga (Q_L) são calculadas conforme (4.50) a (4.53), respectivamente.

$$S_L = \sqrt{3} \cdot V_{3\phi} \cdot I_{L-rms} = 28,50kVA \quad (4.50)$$

$$P_L = I_{L-rms}^2 \cdot R_L = 18,76kW \quad (4.51)$$

$$FP_L = \frac{P_L}{S_L} = 0,66 \quad (4.52)$$

$$Q_L = S_L \cdot \operatorname{sen}(\operatorname{acos}(FP_L)) = 21,45kVAr \quad (4.53)$$

O conteúdo harmônico eficaz da corrente de entrada do retificador (I_{Lh}) e a potência harmônica total na carga (H_L) são obtidas a partir de (4.54) e (4.55).

$$I_{Lh} = \sqrt{I_{L-rms}^2 - I_{L1}^2} = 10,28A \quad (4.54)$$

$$H_L = \sqrt{3} \cdot V_{3\phi} \cdot I_{Lh} = 6,77kVA \quad (4.55)$$

Para $n=1,3,5,\dots$, a n -ésima harmônica instantânea da corrente de entrada do retificador (i_{Ln}), pela série de Fourier, é dada por (4.56), e derivando-a em relação ao tempo, a máxima derivada (ou inclinação) da n -ésima harmônica é obtida em (4.57).

$$i_{Ln} = \frac{4 \cdot I_{Lcc}}{n \cdot \pi} \cdot \operatorname{sen}(n \cdot (\frac{\pi}{2})) \cdot \cos(2\pi \cdot n \cdot f \cdot t) \quad (4.56)$$

$$(\frac{di_{Ln}}{dt})_{max} = 8 \cdot f \cdot I_{Lcc} \cdot \operatorname{sen}(n \cdot (\frac{\pi}{2})) \quad (4.57)$$

Então, dado que a corrente instantânea de entrada do retificador (i_L) é igual a soma de todas as suas harmônicas (i_{Ln}), a máxima derivada de $\frac{di_L}{dt}$ é dada em (4.58), considerando até a 50^a componente harmônica, última harmônica considerada pela norma IEEE-519, que fornece o valor da máxima derivada de corrente da carga que o filtro ativo deve compensar (IEEE-STANDARDS-ASSOCIATION, 2014).

$$(\frac{di_L}{dt})_{max} = \sum_{n=1,3,5,\dots}^{50} (\frac{di_{Ln}}{dt})_{max} = 615,9kA/s \quad (4.58)$$

4.4.2 Projeto dos elementos do CLR

O dimensionamento dos elementos passivos que compõem o CLR, como a capacidade do barramento CC (C), a indutância de acoplamento (L) e o dimensionamento do nível de

tensão do barramento CC (V_{cc}), são definidos por critérios de projeto e características da carga não-linear e da rede.

Os critérios de projeto estabelecidos foram uma máxima ondulação de tensão no barramento CC (ΔV_{CC}) de 2%, máxima ondulação de corrente de saída do CLR (ΔI_{CLR}) de 11%, e frequência de chaveamento (f_c) de 10 kHz.

O filtro ativo é projetado para compensar toda a potência reativa e as correntes harmônicas da carga, tendo a função ainda de injetar toda a potência gerada na rede. Considerando uma máxima potência gerada (P_{gige}) de 15kW e adicionando uma margem de 20% para transitórios, a potência nominal do CLR (S_{CLR}) é:

$$S_{CLR} = 1,2 \cdot \sqrt{P_{gige}^2 + Q_L^2 + H_L^2} = 32,44 \text{ kVA} \quad (4.59)$$

A tensão do barramento CC deve ser escolhida de forma a garantir a compensação da máxima derivada de corrente prevista da carga, devendo ser também limitada para manter a ondulação da corrente em patamares aceitáveis. A tensão mínima do barramento CC (V_{CC-min}) é projetada de acordo com (4.60).

$$V_{CC-min} = 2 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot V_{3\phi} = 620V \quad (4.60)$$

A indutância de acoplamento é projetada visando limitar as componentes de alta frequência da corrente do CLR, além de permitir a compensação das harmônicas desejadas. O dimensionamento da indutância de acoplamento é realizado por (4.61) (COSTA, 2019; RIBEIRO *et al.*, 2012).

$$L \leq \frac{V_{CC-min} - \sqrt{2/3} \cdot V_{3\phi}}{(\frac{di_L}{dt})_{max}} = 0,5 \text{ mH} \quad (4.61)$$

Após o cálculo de 4.61, o valor considerado para L foi de 6 mH, pois se mostrou mais adequado nas simulações realizadas com o CLR realizando a filtragem ativa.

A tensão máxima do barramento CC (V_{CC-max}) é projetada visando manter a oscilação da corrente de saída do filtro dentro do patamar aceitável (11%) e para o valor obtido da indutância de acoplamento e considerando a frequência de chaveamento f_c , que nesse caso é de 10 kHz. Para esse dimensionamento, primeiramente é necessário calcular o valor de pico

da corrente nominal de saída do CLR (I_{CP}), que é obtido em (4.62). O valor tensão máxima do barramento CC é projetada de acordo com (4.63) (COSTA, 2019; RIBEIRO *et al.*, 2012).

$$I_{CP} = \sqrt{2} \cdot \frac{S_{CLR}}{\sqrt{3} \cdot V_{3\phi}} = 69,70A \quad (4.62)$$

$$V_{CC-max} = 2 \cdot L \cdot I_{CP} \cdot \Delta I_f \cdot f_c + \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot V_{3\phi} = 1156V \quad (4.63)$$

O dimensionamento da capacidade do barramento CC é realizado conforme (4.64) (COSTA, 2019; SINGH *et al.*, 1999).

$$C = \frac{S_{CLR}}{4\pi \cdot f \cdot \Delta V_{CC} \cdot V_{CC-max}^2} = 1611\mu F \quad (4.64)$$

Após os cálculos de 4.63 e 4.64, o valor considerado para V_{CC} foi de 700 V e para C foi de $3500\mu F$.

4.4.3 Projeto dos elementos do conversor CC-CC

O dimensionamento dos elementos do conversor CC-CC combina as etapas Buck e Boost, garantindo que o sistema de baterias possa ser carregado e descarregado, tornando o fluxo de potência bidirecional.

No sistema implementado, a tensão no barramento CC é mantida, após a conexão do SAE, pelo controle do conversor CC-CC, em 800 V, que é um valor maior que o nível de tensão do conjunto de baterias, que tem tensão de 250 V. Assim, quando corrente flui do barramento para as baterias, o conversor atua como um abaixador de tensão, caracterizando a etapa Buck de funcionamento, enquanto que quando a corrente é drenada do sistema de baterias para o barramento CC, o conversor eleva a tensão e atua como o conversor Boost (DIAS, 2020; ROSEMBACK, 2004).

O dimensionamento dos parâmetros do conversor CC-CC é realizado conforme as Equações apontadas na Tabela 3, devendo os valores obtidos satisfazer às duas etapas de operação (HART, 2011). As variáveis utilizadas são:

V_{in} : tensão de entrada;

V_{out} : tensão de saída;

- Δi_{Lb} : *ripple* da corrente no indutor;
- ΔV : *ripple* da tensão de saída;
- f_b : frequência de chaveamento do conversor CC-CC.

Tabela 3 – Equações utilizadas no projeto do conversor CC/CC.

Parâmetro	Boost	Buck
Razão cíclica (δ)	$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{1}{1-\delta}$	$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \delta$
Indutância (L_b)	$L_b = \frac{V_{in} \cdot \delta}{\Delta i_{Lb} \cdot f_b}$	$L_b = \frac{(V_{in} - V_{out}) \cdot \delta}{\Delta i_{Lb} \cdot f_b}$
Indutância crítica (L_{b-c})	$L_{b-c} = \frac{\delta \cdot (1-\delta)^2 \cdot R_c}{2 \cdot f_b}$	$L_{b-c} = \frac{(1-\delta) \cdot R_c}{\Delta i_{Lb} \cdot f_b}$
Capacitância (C)	$C = \frac{V_{out} \cdot \delta}{R_c \cdot \Delta V \cdot f_b}$	$C = \frac{(V_{in} - V_{out}) \cdot \delta}{8 \cdot L_b \cdot \Delta V \cdot f_b^2}$

Fonte: (HART, 2011).

Assim, os valores obtidos para cada etapa de operação dão um limiar dos valores que podem ser escolhidos para satisfazer as duas etapas, simultaneamente. A frequência de chaveamento adotada f_b para ambas as etapas foi de 10kHz, Δi_{Lb} foi considerado 5% e ΔV foi considerado 1%.

4.5 Projeto dos Controladores

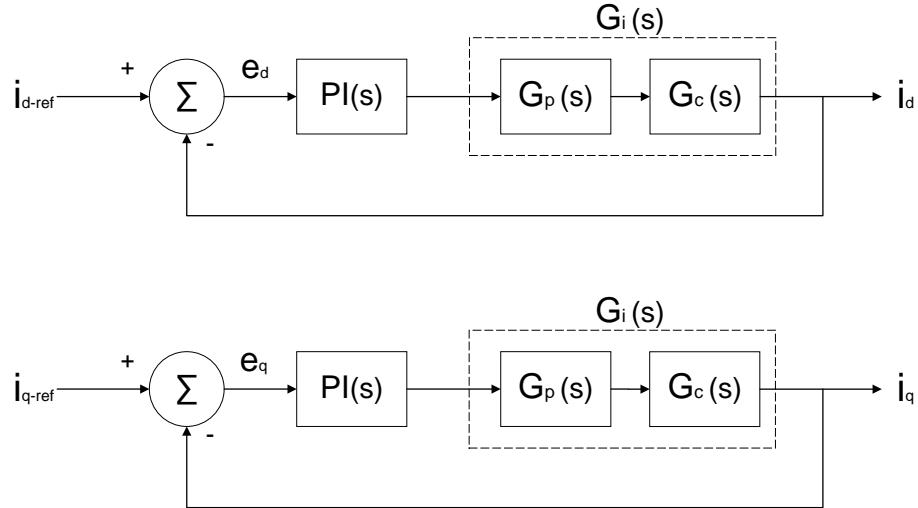
O projeto dos controladores para o controle do CLR e do conversor CC-CC é realizado a fim de se obter estabilidade no sistema. O projeto destes controladores também se baseia na resposta em frequência.

4.5.1 Projeto de controladores do controle de corrente do CLR

A Figura 23 mostra representações em diagramas de bloco dos controladores de corrente do eixo direto e de quadratura do CLR, mostrada de forma simplificada na Figura 36, em que o controlador de corrente do CLR é formado por três blocos: $PI(s)$, $G_p(s)$ e $G_c(s)$. O bloco $PI(s)$ é um controlador PI. O bloco $G_p(s)$ caracteriza a dinâmica do PWM. Já o bloco $G_c(s)$ é a planta do conversor eletrônico de tensão trifásico do lado da rede elétrica com filtro L. $G_i(s)$ é o produto dos blocos $G_p(s)$ e $G_c(s)$ em cascata.

A função de transferência do conversor eletrônico trifásico conectado com filtro L é dadas por $G_c(s)$, de acordo com (4.65), em que L é a indutância de acoplamento e R é a resistência elétrica presente no indutor.

Figura 36 – Diagramas de blocos simplificado dos controladores de corrente elétrica do CLR.



Fonte: O autor.

$$G_c(s) = \frac{1}{Ls + R} \quad (4.65)$$

Aplicando a metodologia de projeto dos controladores PI descrita na seção 3.4 e utilizando a malha aberta da Figura 36, determina-se os parâmetros do controlador PI do controle de corrente do CLR de acordo com as Equações (4.66) e (4.67) (MOREIRA, 2017).

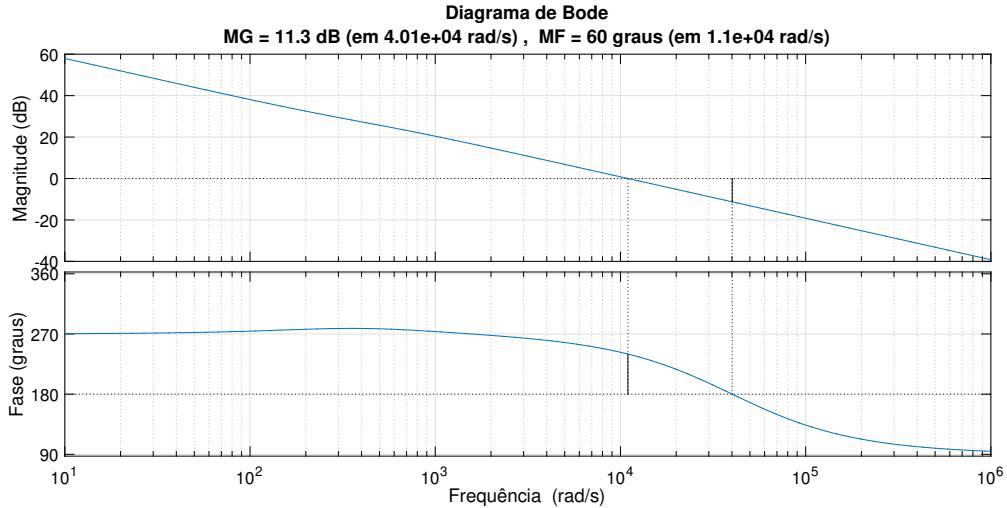
$$T_i = \frac{1}{\omega_c \cdot \tan(\pi + \angle G_i(j\omega_c) - MF_d)} \quad (4.66)$$

$$k_p = \frac{1}{|G_i(j\omega_c)| \cdot \left| 1 - \frac{j}{\omega_c T_i} \right|} \quad (4.67)$$

A partir de (4.66) e (4.67), e de $\omega_c = 10975 \text{ rad/s}$ e $MF = 60^\circ$, obteve-se $k_p = 65,8549$ e $T_i = 0,5151$ para o controlador de corrente do CLR.

A Figura 37 mostra a resposta em frequência do sistema controlado pelo controlador de corrente do CLR, de modo que se observa que as condições necessárias são seguidas, já que a margem de ganho é maior que 6 dB e a margem de fase é de 60° para a frequência de cruzamento de 10975 rad/s.

Figura 37 – Resposta em frequência da malha aberta do controle das correntes elétricas do CLR.



Fonte: O autor.

4.5.2 Projeto de controladores do controle de tensão a partir do CLR

O controle de tensão do barramento CC é responsável por manter a tensão estável. O CLR tem a função controlar essa tensão até que o SAE seja conectado ao sistema, de modo que a tensão no barramento CC é controlada a partir do fluxo de potência entre o CLR e o PAC.

Para o CLR e uma fonte de energia no barramento CC, o balanço de energia é dado por (4.68), em que $P_{cc} = V_{cc} i_{cc}$, P_{exto} é a potência ativa processada pelo CLR e $P_{perdas} = V_{cc} i_{perdas}$, e o último termo é referente a taxa de variação da energia armazenada no capacitor do barramento CC. $P_t = P_{cc}$ é a potência nos terminais do CLR (MARTINS, 2017).

$$P_{cc} = P_{exto} - P_{perdas} - \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} C V_{cc}^2 \right) \quad (4.68)$$

O controle de tensão do barramento CC a partir do CLR é realizado considerando o modelo dinâmico da tensão do barramento CC, dado pela Equação (4.69), e a partir dela obtém-se a função de transferência (G_{vcc}) da dinâmica do V_{cc} , que é dada por (4.70), em que τ é descrito em (4.71).

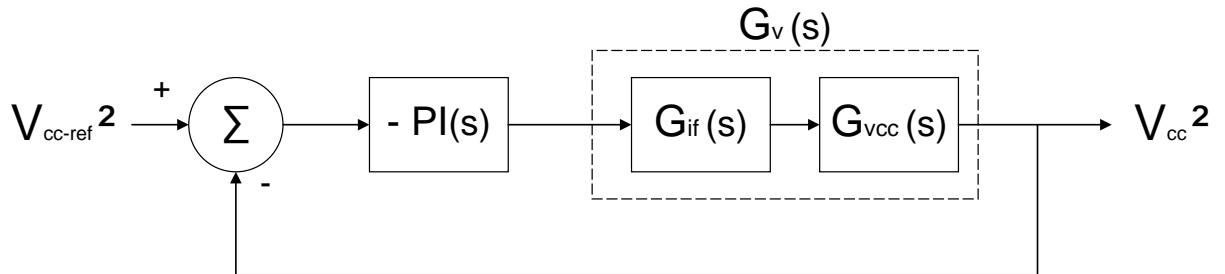
$$\frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} C V_{cc}^2 \right) = P_{exto} - P_{perdas} - P_t \quad (4.69)$$

$$G_{vcc}(s) = \frac{V_{cc}^2(s)}{P_t(s)} = - \left(\frac{2}{C} \right) \frac{\tau s + 1}{s} \quad (4.70)$$

$$\tau = \frac{2L P_{exto}}{3V_{sd}^2} \quad (4.71)$$

A Figura 24 mostra uma representação em diagrama de bloco do controlador de tensão do barramento CC a partir do CLR, mostrada de forma simplificada na Figura 38, em que o controlador de tensão é formado por três blocos: $PI(s)$, $G_{if}(s)$ e $G_{vcc}(s)$. O bloco $PI(s)$ é um controlador PI. O bloco $G_{if}(s)$ é a malha fechada do controle de corrente elétrica do CLR. Já o bloco $G_{vcc}(s)$ caracteriza a dinâmica de tensão elétrica do barramento CC. O sinal do controlador PI é multiplicado por -1 para compensar o sinal negativo de $G_{vcc}(s)$. $G_v(s)$ é o produto dos blocos $G_{if}(s)$ e $G_{vcc}(s)$ em cascata.

Figura 38 – Diagrama de blocos simplificado do controle de tensão barramento CC.



Fonte: O autor.

Aplicando a metodologia de projeto dos controladores PI descrita anteriormente na seção 3.4 e utilizando a malha aberta da Figura 37, determina-se os parâmetros do controlador PI do controle de tensão do barramento CC a partir de (4.72) e (4.73) (MOREIRA, 2017).

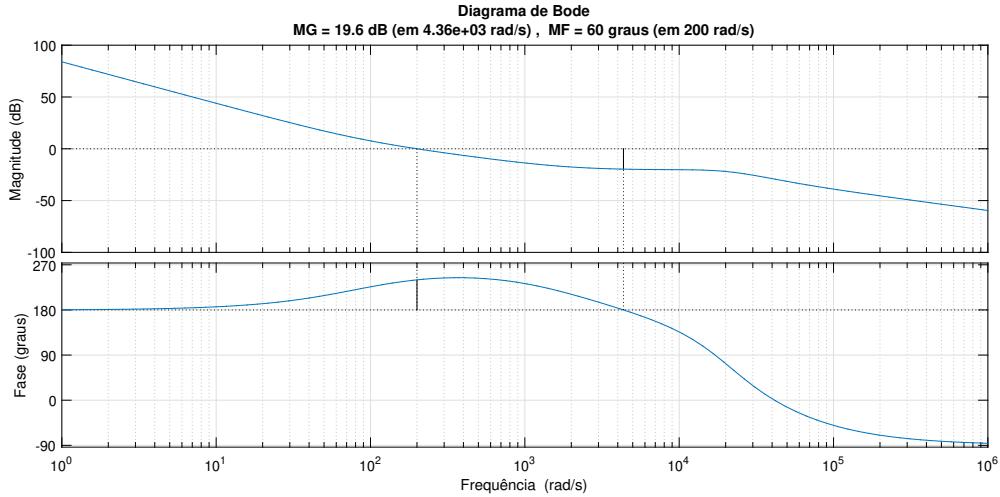
$$T_i = \frac{1}{\omega_c \cdot \tan(\pi + \angle G_v(j\omega_c) - MF_d)} \quad (4.72)$$

$$k_p = \frac{1}{|G_v(j\omega_c)| \cdot \left| 1 - \frac{j}{\omega_c T_i} \right|} \quad (4.73)$$

A partir de (4.72) e (4.73), e de $\omega_c = 200 \text{ rad/s}$ e $MF = 60^\circ$, obteve-se $k_p = 0,3275$ e $T_i = 0,0117$ para o controlador de tensão.

A resposta em frequência do controlador de tensão do barramento CC é mostrada na Figura 39, em que é observado que as condições necessárias são seguidas, já que a margem de ganho é maior que 6 dB e a margem de fase é de 60° para a frequência de cruzamento de 200 rad/s.

Figura 39 – Resposta em frequência de malha aberta do controlador de tensão do barramento CC.

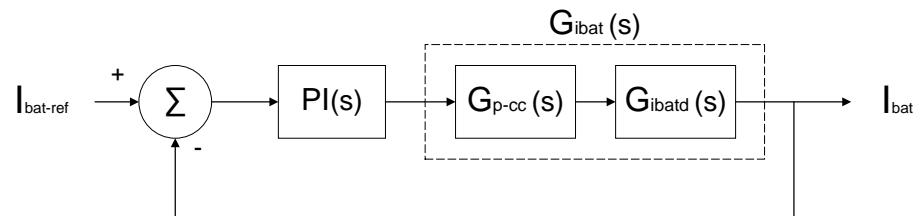


Fonte: O autor.

4.5.3 Projeto de controladores do controle de corrente do conversor CC-CC

A Figura 32 mostra uma representação em bloco dos controladores do conversor CC-CC, sendo mostrada de forma simplificada na Figura 40 o controle de corrente da bateria, sendo formado por três blocos: $PI(s)$, $G_{p-cc}(s)$ e $G_{ibatd}(s)$. O bloco $PI(s)$ é um controlador PI. O bloco $G_{p-cc}(s)$ caracteriza a dinâmica do PWM para o conversor CC-CC. Já o bloco $G_{ibatd}(s)$ é a função de transferência do controle de corrente por ciclo de trabalho. $G_{ibat}(s)$ é o produto dos blocos $G_{p-cc}(s)$ e $G_{ibatd}(s)$ em cascata.

Figura 40 – Diagrama de blocos simplificado do controlador de corrente da bateria.



Fonte: O autor.

A função de transferência $G_{p-cc}(s)$ é definida em (4.74), em que T_{s-cc} é o tempo de amostragem do conversor cc-cc, definido como o inverso da frequência utilizada no PWM do conversor cc-cc. A função de transferência do controle de corrente por ciclo de trabalho foi definida em (4.30).

$$G_{p-cc}(s) = \frac{1 - s(\frac{T_{s-cc}}{4})}{1 + s(\frac{T_{s-cc}}{4})} \quad (4.74)$$

Aplicando a metodologia de projeto dos controladores PI e utilizando a malha aberta da Figura 40, determina-se os parâmetros do controlador PI do controle de corrente do conversor CC-CC de acordo com (4.75) e (4.76).

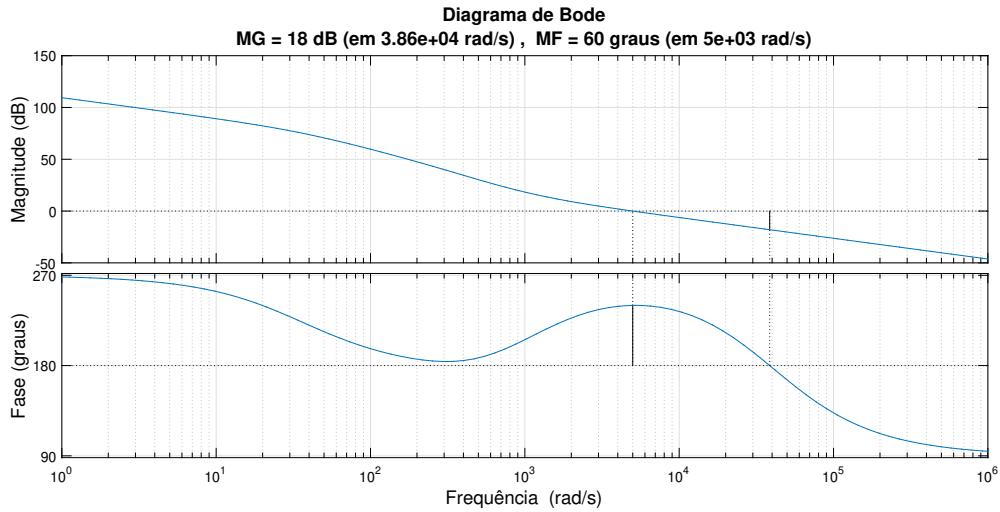
$$T_i = \frac{1}{\omega_c \cdot \tan(\pi + \angle G_{ibat}(j\omega_c) - MF_d)} \quad (4.75)$$

$$k_p = \frac{1}{|G_{ibat}(j\omega_c)| \cdot \left|1 - \frac{j}{\omega_c T_i}\right|} \quad (4.76)$$

Com a aplicação de $\omega_c = 5000 \text{ rad/s}$ e $MF = 60^\circ$ em (4.75) e (4.76), obteve-se $k_p = 0,0060$ e $T_i = 7,6449 \cdot 10^{-4}$ para o controlador de corrente do conversor CC-CC.

A resposta em frequência obtida para controlador de corrente do conversor CC-CC, mostrada na Figura 41, segue as condições necessárias, com margem de ganho maior que 6 dB e margem de fase de 60° para a frequência de cruzamento de 5000 rad/s.

Figura 41 – Resposta em frequência da malha aberta do controle da corrente da bateria.



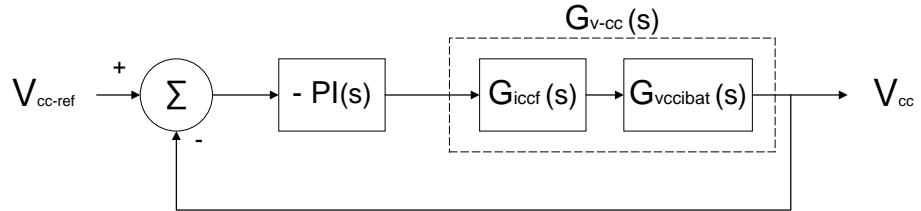
Fonte: O autor.

4.5.4 Projeto de controladores do controle de tensão a partir do conversor CC-CC

A Figura 32 mostra uma representação em bloco dos controladores do conversor CC-CC, sendo mostrada de forma simplificada na Figura 42 o controle de tensão do barramento

CC, sendo formado por três blocos: $PI(s)$, $G_{iccf}(s)$ e $G_{vccibat}(s)$. O bloco $PI(s)$ é um controlador PI. O bloco $G_{iccf}(s)$ é a malha fechada do controle de corrente da bateria. Já o bloco $G_{vccibat}(s)$ é a função de transferência do controle de tensão por corrente, definida em (4.31). $G_{v-cc}(s)$ é o produto dos blocos $G_{iccf}(s)$ e $G_{vccibat}(s)$ em cascata.

Figura 42 – Diagramas de blocos simplificado do controlador de tensão.



Fonte: O autor.

Os parâmetros do controlador PI do controle de tensão do barramento CC realizado pelo conversor CC-CC são determinados de acordo com as Equações (4.77) e (4.78), a partir da aplicação da metodologia de projeto dos controladores PI e utilizando a malha aberta da Figura 42.

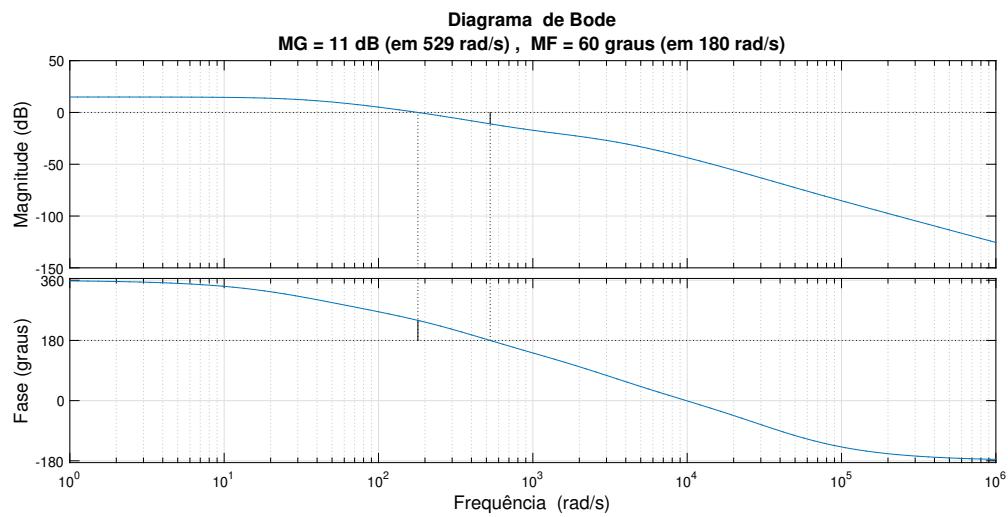
$$T_i = \frac{1}{\omega_c \cdot \tan(\pi + \angle G_{v-cc}(j\omega_c) - MF_d)} \quad (4.77)$$

$$k_p = \frac{1}{|G_{v-cc}(j\omega_c)| \cdot \left|1 - \frac{j}{\omega_c T_i}\right|} \quad (4.78)$$

Os valores do controlador PI para o controlador de corrente do conversor CC-CC são $k_p = 58,9872$ e $T_i = 0,1307$, obtidos a partir de (4.77) e (4.78), com $\omega_c = 180 \text{ rad/s}$ e $MF = 60^\circ$.

A resposta em frequência do sistema controlado pelo controlador de tensão do conversor CC-CC, mostrado na Figura 43, segue as condições necessárias, uma vez que a margem de ganho é maior que 6 dB e a margem de fase é de 60° para a frequência de cruzamento de 180 rad/s.

Figura 43 – Resposta em frequência da malha aberta do controle de tensão.



Fonte: O autor.

5 RESULTADOS

O sistema mostrado na Figura 2 foi modelado e simulado no ambiente de simulação *Matlab/Simulink* a fim de analisar a estratégia de controle proposta. O sistema consiste do gerador elétrico, dos conversores eletrônicos de potência, do banco de baterias, da carga não-linear e de uma fonte trifásica balanceada. Os parâmetros usados na simulação estão disponibilizados nos Apêndices A, B e C. Neste capítulo serão apresentados resultados computacionais para este sistema eólico proposto.

Para validação do sistema de controle proposto, foram estudados três casos de operação. No caso 1, o sistema foi testado em condições normais de operação, sob os diferentes perfis de velocidade do vento, com poucas oscilações para a velocidade do vento. No caso 2, o sistema foi testado com um perfil turbulento para a velocidade do vento, a fim de verificar o sistema de controle proposto diante de um perfil bastante oscilante da velocidade do vento. De modo realizar a filtragem ativa das componentes da corrente harmônica a partir do CLR, no caso 3 utilizou-se o FAP e verificou-se os valores de DHT.

O sistema foi simulado por um período de 10 s, sendo que de $t= 0$ s a $t= 4,0$ s foi realizado o sincronismo com a rede elétrica, controle do barramento CC para atingir a tensão de referência e magnetização do GIGE. Somente após $t= 4,0$ s, o sistema começa a gerar potência e tem o SAE conectado.

5.1 Resultados do sistema de geração eólica com velocidade variável de perfil comportado

Nesse primeiro caso, o sistema foi testado sob diferentes velocidades do vento e com diferentes potências demandadas pela rede elétrica no PAC, conforme mostrado na Tabela 4.

Tabela 4 – Condições de operação para caso 1.

Condição	Velocidade do vento (m/s)	Tempo (s)	Potência (kW)
1	10	4,05-5	10
2	11	5-6	12
3	12	6-7	9
4	10	7-8	11
5	8	8-9	13
6	10	9-10	10

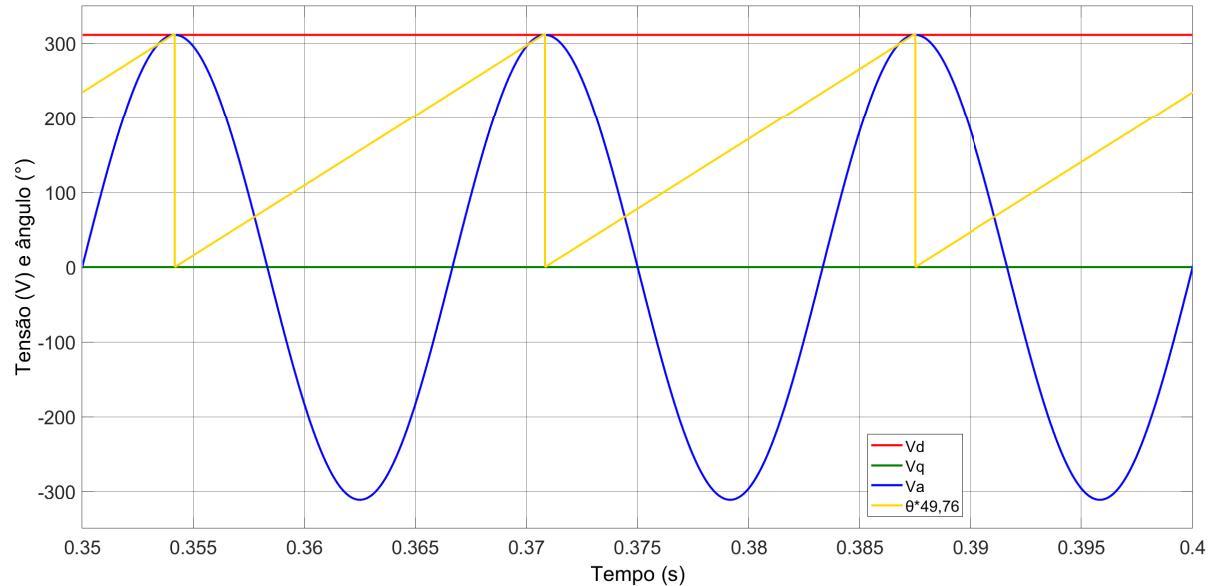
Fonte: O autor.

5.1.1 CLR

O controle do CLR é composto basicamente por três componentes: PLL, controle de corrente do CLR e controle de tensão do barramento CC, sendo este último realizado até o instante que o SAE é conectado ao sistema, em $t = 4,0$ s. A implementação do controle do CLR realizada no software MatLab/Simulink é apresentada no Apêndice D.

Antes de conectar o CLR com a rede elétrica, o algoritmo de sincronismo do PLL é executado a fim de se obter as tensões de eixos direto e em quadratura, V_d e V_q , e o ângulo θ do PLL. A Figura 44 mostra a tensão da rede elétrica na fase A (V_a), tensão de eixo direto (V_d), tensão de eixo em quadratura (V_q) e o ângulo θ do PLL, em que se pode observar que a componente de tensão V_q é zero e a componente V_d é igual ao valor pico da fase da rede (311 V), garantindo a orientação do eixo direto com o vetor tensão da rede elétrica.

Figura 44 – V_d , V_q e θ obtidos a partir do PLL e V_a .



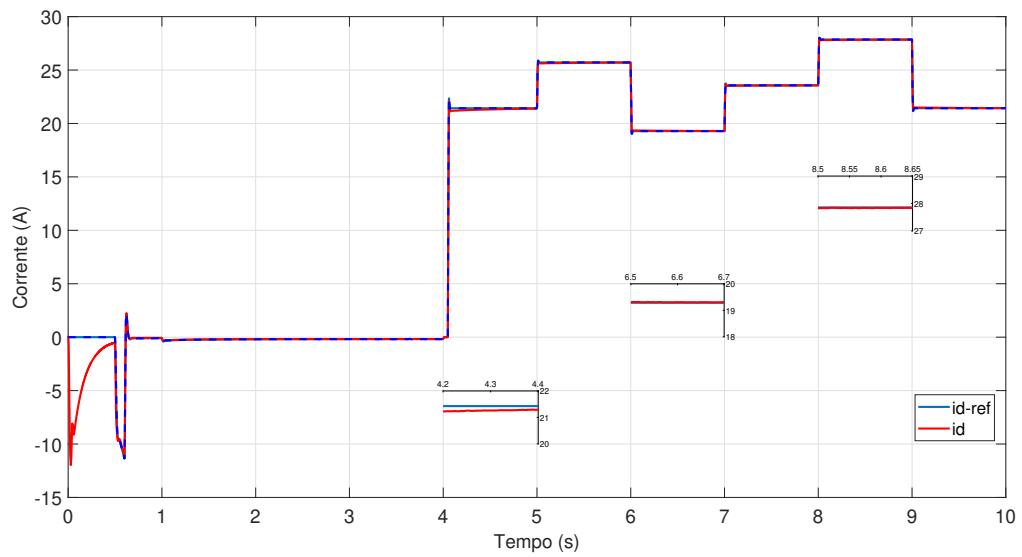
Fonte: O autor.

As Figuras 45 e 46 mostram as correntes do CLR, i_d e i_q e suas referências, respectivamente. Inicialmente, quando se inicia a simulação do sistema de geração eólica, o sistema de controle de corrente do CLR é mantido desligado, sendo acionado a partir de $t = 0,5$ s, após o PLL ter realizado o sincronismo com a rede elétrica.

A Figura 45 mostra a corrente i_d medida e sua referência i_{d-ref} , em que i_d segue a referência, mostrando o bom funcionamento do controle. Observa-se que a partir do acionamento do sistema de controle de corrente do CLR, em $t = 0,5$ s, i_d apresenta valores negativos, sendo maiores de $t = 0,5$ s a $t = 0,6$ s, o que é compreensível, já que é nesse intervalo de tempo que o

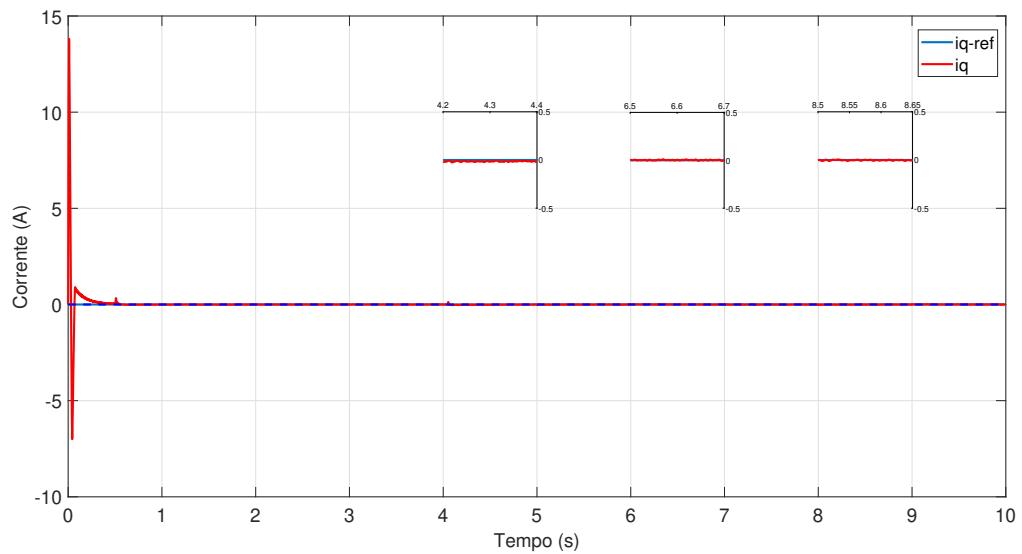
sistema de controle do barramento CC estabiliza a tensão requerida do barramento CC, fazendo com que a corrente circule da rede elétrica em direção ao barramento CC, consumindo potência da rede elétrica. Após o barramento CC se estabilizar, em $t = 0,6$ s, i_d apresenta valor negativo mínimo, oriundo da potência consumida para manter o barramento CC estável. Em $t = 4,0$ s, há uma oscilação devido o SAE ser conectado ao sistema. A partir de $t = 4,05$ s, i_d apresenta valores variáveis, de acordo com a potência requerida no PAC, conforme a Tabela 4.

Figura 45 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica i_d .



Fonte: O autor.

Figura 46 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica i_q .

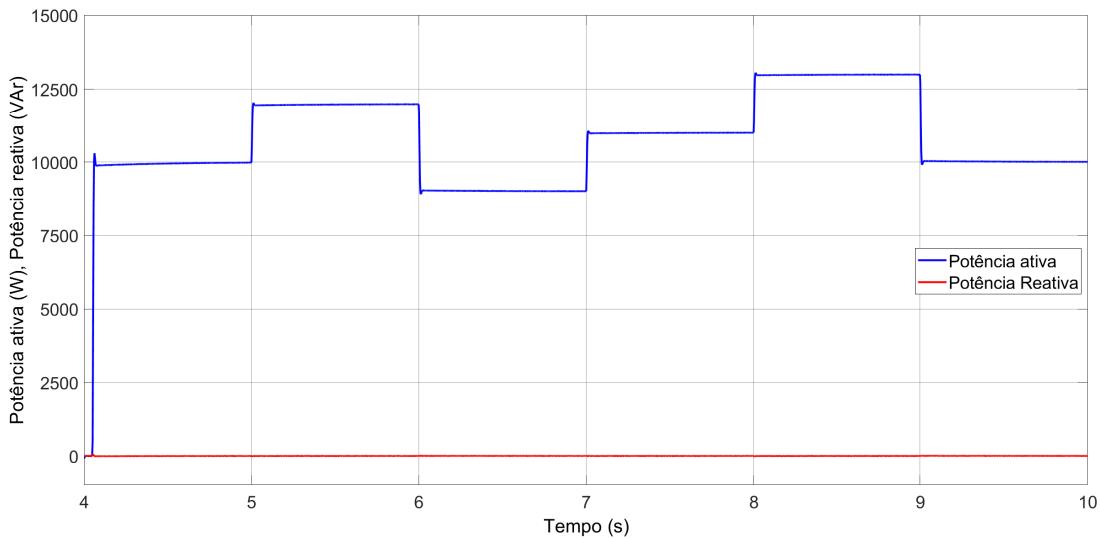


Fonte: O autor.

A Figura 46 mostra a corrente i_q medida e sua referência i_{q-ref} , em que a corrente medida segue a referência, se mantendo controlada e constatando o bom funcionamento do controle. Observa-se que i_q é mantida em 0 A durante todo o tempo, já que a potência reativa do CLR enviada ao PAC é mantida em zero.

A Figura 47 apresenta as potências ativa (P) e reativa (Q) fornecidas ao PAC. Conforme observado, a potência ativa varia no tempo de acordo com as condições apresentadas na Tabela 4, enquanto que a potência reativa é mantida em zero.

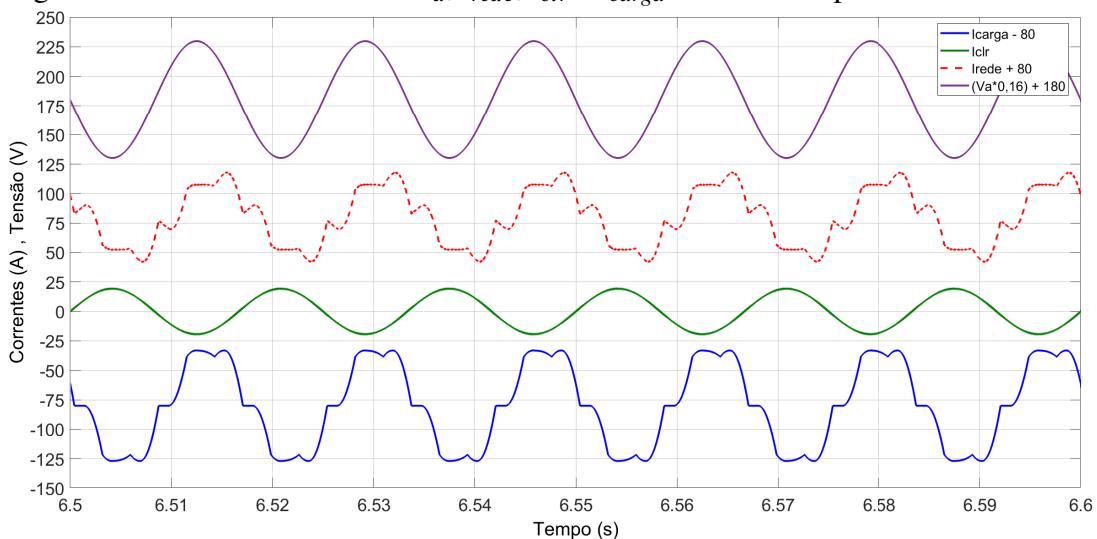
Figura 47 – P e Q fornecidas pelo CLR no PAC.



Fonte: O autor.

A Figura 48 mostra as formas de onda da tensão da rede elétrica (V_a), e das correntes da rede elétrica (i_{rede}), do CLR (i_{clr}) e da carga não-linear (i_{carga}), do sistema operando sem FAP.

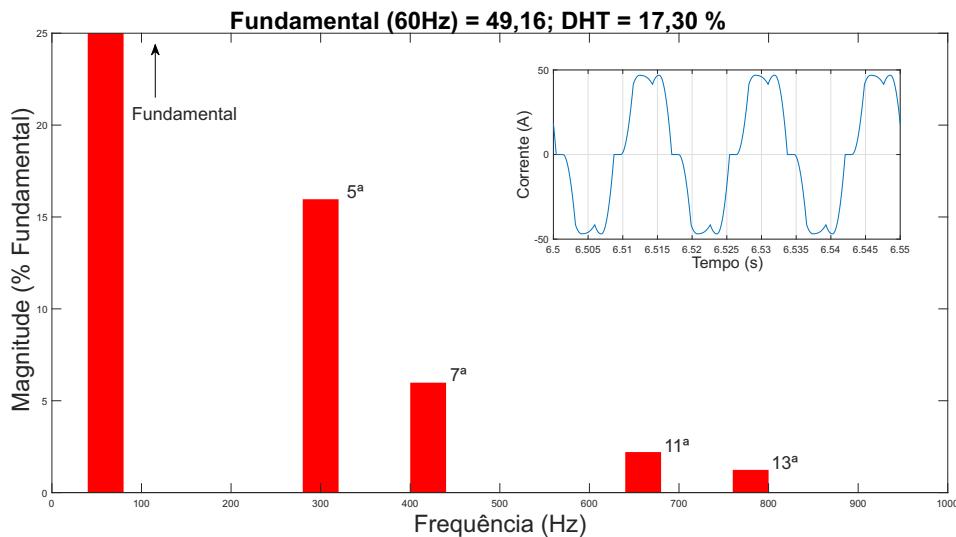
Figura 48 – Formas de onda de V_a , i_{rede} , i_{clr} e i_{carga} do sistema operando sem FAP.



Fonte: O autor.

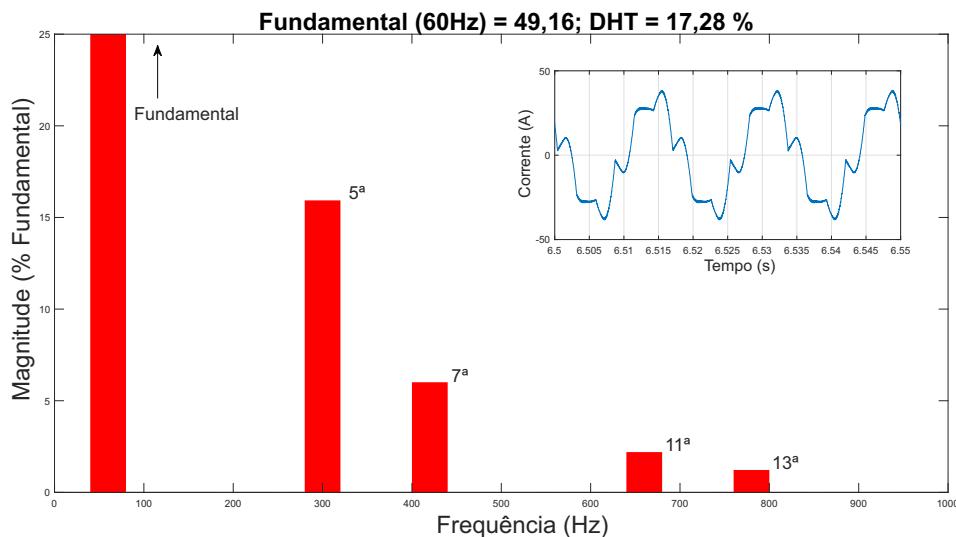
As Figuras 49 e 50 apresentam as formas de ondas e os espectros harmônicos das correntes da carga não-linear e da rede elétrica, respectivamente. Observa-se que a corrente da carga-não linear é distorcida e tem DHT de 17,30%. Já a corrente da rede elétrica também apresenta distorções em sua forma de onda e tem DHT de 17,28%, que é um valor bem acima do requerido pelas principais normas que regem a conexão de geradores conectados à rede elétrica de baixa tensão. No espectro de corrente da rede elétrica mostrado pela Figura 50, observa-se que as principais harmônicas que colaboram para esta distorção são as de ordem ímpar (5^a e 7^a , 11^a e 13^a).

Figura 49 – Espectro da corrente da carga não-linear.



Fonte: O autor.

Figura 50 – Espectro da corrente da rede elétrica.



Fonte: O autor.

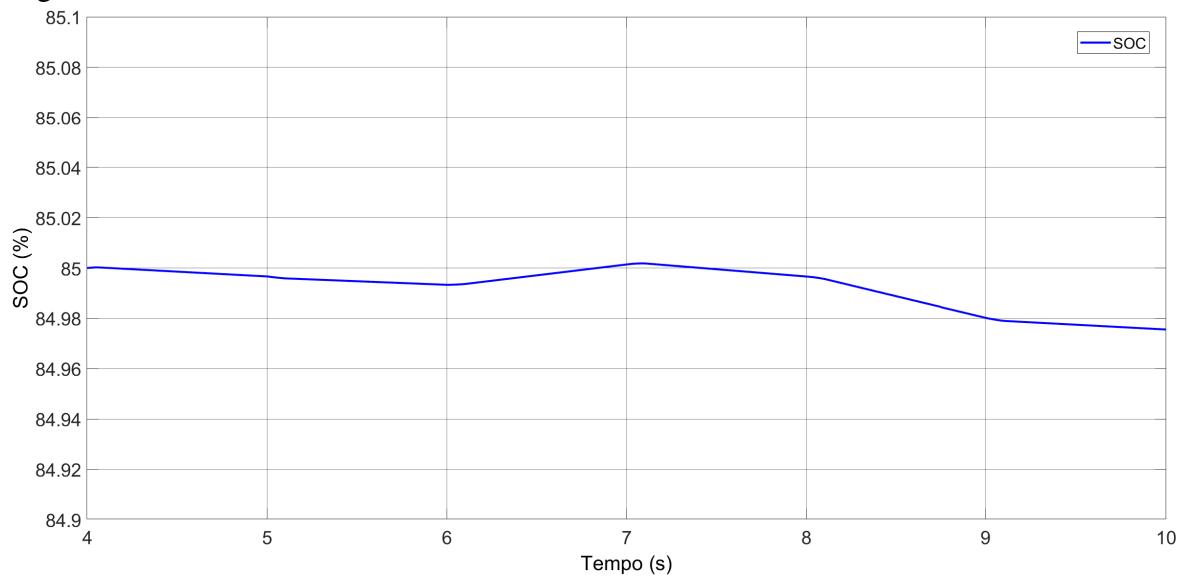
5.1.2 SAE

O banco de baterias no sistema de armazenamento de energia, consiste em uma combinação de baterias da tecnologia íons de lítio, e são conectadas em série e em paralelo, a fim de armazenar a energia suficiente para um sistema de 15 kW e com autonomia de 1 hora.

O conjunto de baterias é composto por 63 unidades, sendo 21 conjuntos em série e cada conjunto formado por três baterias em paralelo. A tensão de cada bateria é de 12 V, e sua capacidade nominal é de 20 Ah.

No SAE, podem-se observar as diferentes variáveis elétricas, como o estado de carga (SoC), a corrente e a tensão da bateria, e a tensão no elo CC. A Figura 51 apresenta o SoC do banco de baterias empregado, sendo o SoC inicial de 85% e variando de acordo à operação do sistema.

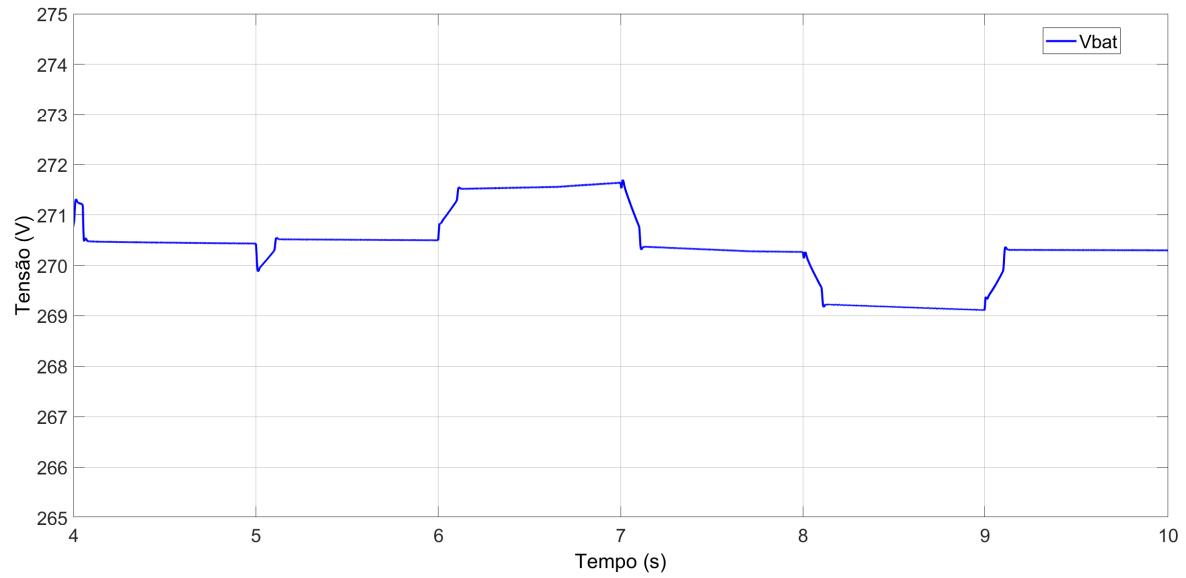
Figura 51 – SOC do banco de baterias.



Fonte: O autor.

A Figura 52 apresenta a tensão do banco de baterias (V_{bat}). Os instantes de tempo em que V_{bat} aumenta, como em $t= 6,0$ s, representam o carregamento do banco de baterias, ou seja, nesse instante de tempo a potência gerada pelo sistema eólico é maior que a potência requerida no PAC, acarretando no armazenamento da energia. Já os instantes em que V_{bat} diminui, como em $t= 7,0$ s, representam o descarregamento do banco de baterias, ou seja, a potência requerida no PAC é maior que a gerada pelo sistema eólico, havendo necessidade de complementação de potência por parte do SAE. A tensão nominal do banco de baterias é $V_{bat} = 250$ V, podendo chegar a $V_{bat} = 290,99$ V em carga total.

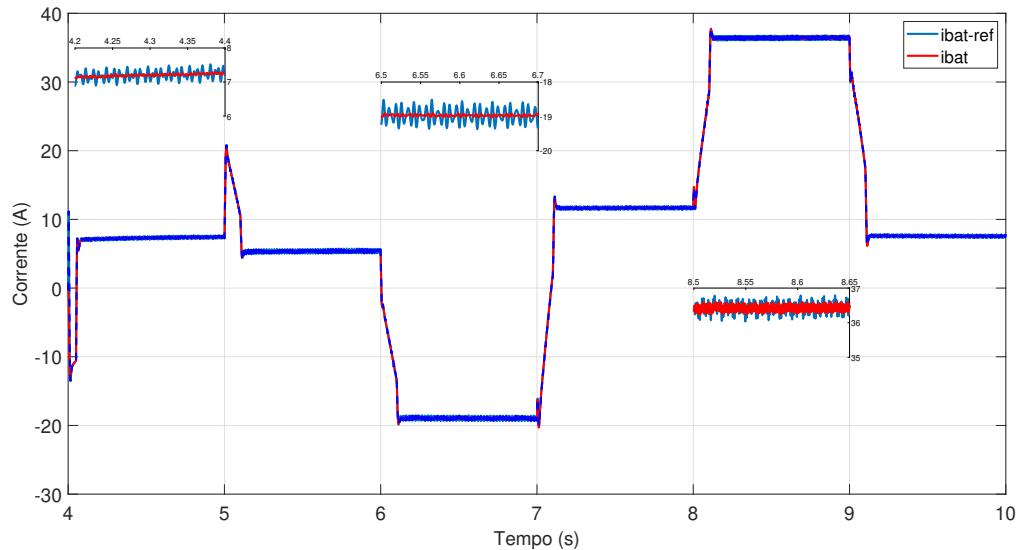
Figura 52 – Tensão do banco de baterias.



Fonte: O autor.

A Figura 53 mostra a corrente do banco de baterias (i_{bat}). A corrente i_{bat} é positiva no momento que o banco fornece energia, como em $t= 7,0$ s, e negativa quando está ocorrendo o carregamento do banco, como em $t= 6,0$ s. Observa-se que i_{bat} acompanha $i_{bat-ref}$, mostrando que para o perfil de referência o controle segue a orientação de carregamento e descarregamento da bateria.

Figura 53 – Resposta da corrente do banco de baterias.

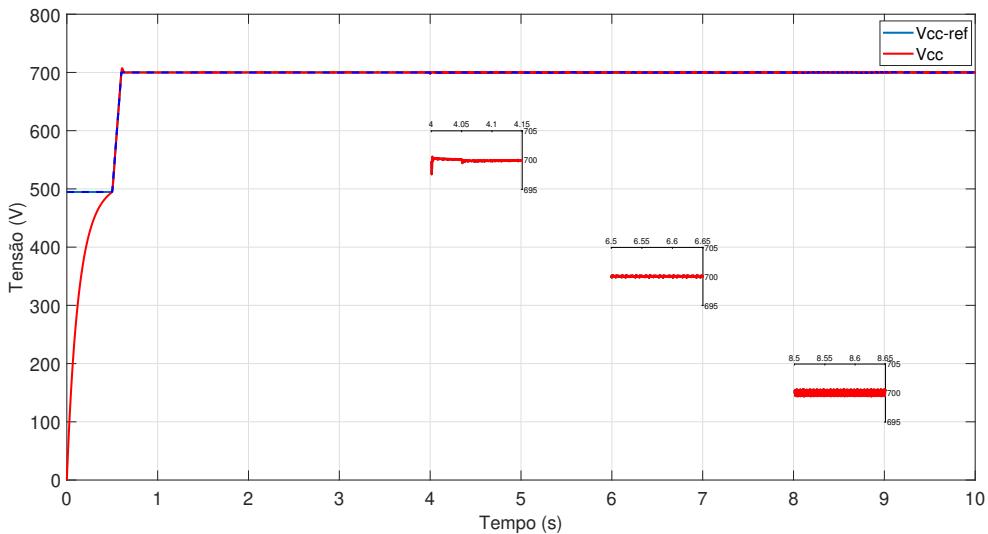


Fonte: O autor.

A resposta da malha de controle para o controlador da tensão do barramento CC (V_{cc}) é apresentada na Figura 54, em que se verifica o seguimento da tensão de referência, já que

a referência (V_{cc-ref}), definida em 700 V, foi acompanhada pelo valor medido (V_{cc}).

Figura 54 – Tensão no barramento CC.



Fonte: O autor.

O controle de tensão do barramento CC é realizado, de $t= 0,5$ s a $t= 4,0$ s, pelo CLR, e a partir de $t= 4,0$ s pelo SAE. A partir da conexão do SAE ao sistema, em $t= 4,0$ s, o conversor CC-CC é quem realiza o controle da tensão do barramento CC.

Na Figura 54, o controle da tensão do barramento CC é realizado de forma que, inicialmente, de $t= 0$ s a $t= 0,5$ s, cresce até atingir o valor de 494,7 V. Durante essa etapa, o sistema de controle da tensão do barramento CC está desligado e as chaves eletrônicas do CLR paradas, com as correntes elétricas limitadas pelos resistores de pré-carga. Manter as chaves eletrônicas paradas durante esse período é necessário, já que as correntes elétricas provenientes da rede elétrica no instante da partida crescem de forma exponencial até que a tensão do barramento alcance o valor de 494,7 V, o que pode causar danos às chaves eletrônicas de potência do conversor eletrônico e ao capacitor do barramento CC.

Em $t= 0,5$ s, o controle do CLR é iniciado, sendo o sistema de pré-carga desligado, uma vez que as correntes já têm se normalizado. De $t= 0,5$ s a $t= 0,6$ s, o sistema de controle da tensão do barramento CC é acionado, de modo que V_{cc} começa a seguir a referência, utilizando-se uma função em rampa para que a tensão do barramento CC varie de 494,7 V a 700 V. Segundo (MOREIRA, 2017), o uso da função em rampa se torna importante já que ela é utilizada para reduzir os picos de correntes elétricas, bem como contribuir com pequeno sobressinal de tensão elétrica do barramento CC durante a operação do controle do conversor eletrônico.

A partir de $t= 0,6$ s, o controle da tensão do barramento CC encontra-se estabilizado

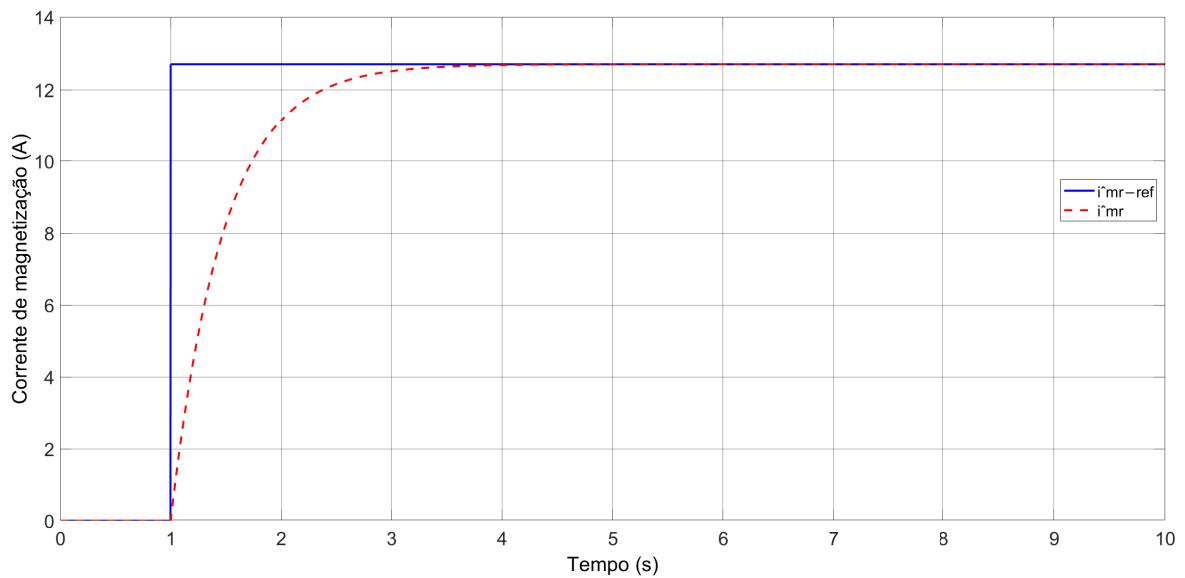
em 700 V, e é mantido pelo CLR até $t= 4,0$ s, quando o conversor CC-CC é quem realiza o controle da tensão do barramento CC. É observado que a tensão do barramento CC se mantém estável, seguindo a referência de tensão, em todo o período de simulação, comprovando o bom desempenho do sistema de controle.

5.1.3 GIGE

O controle do GIGE é composto basicamente por três componentes: observador de fluxo, controle de velocidade e o sistema de controle de corrente do CLG. A implementação do controle do CLR realizada no software *Matlab/Simulink* é apresentada no Apêndice E.

A Figura 55 apresenta a corrente de magnetização medida do gerador e sua referência, mostrando que a corrente de magnetização segue sua referência, mantendo-se constante independentemente da dinâmica do torque eletromagnético.

Figura 55 – Corrente de magnetização de referência e corrente de magnetização medida do GIGE.

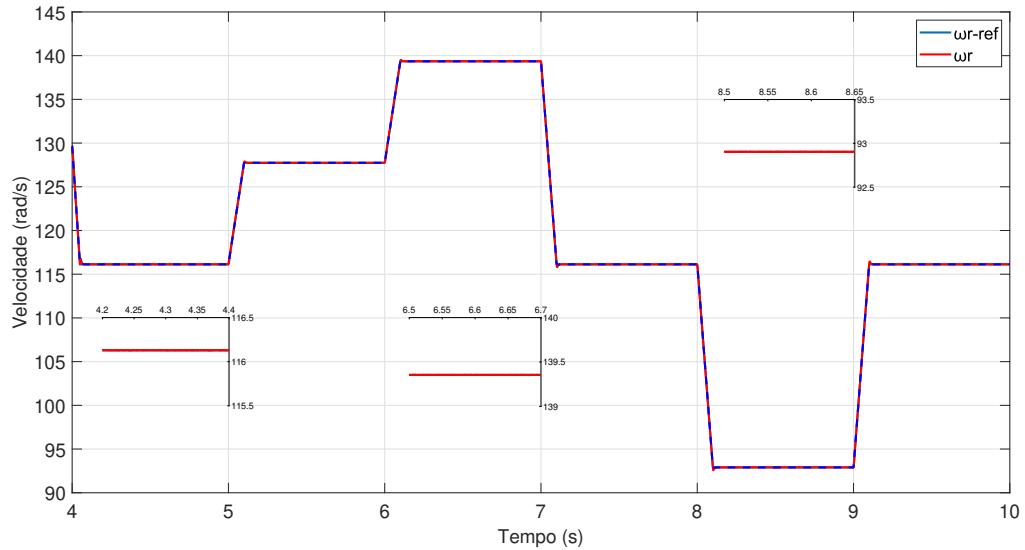


Fonte: O autor.

A Figura 56 apresenta a resposta do controle de velocidade no GIGE, em que a velocidade medida no eixo do rotor da máquina consegue acompanhar o valor da velocidade de referência ω_{r-ref} , demonstrando o adequado funcionamento do sistema de controle.

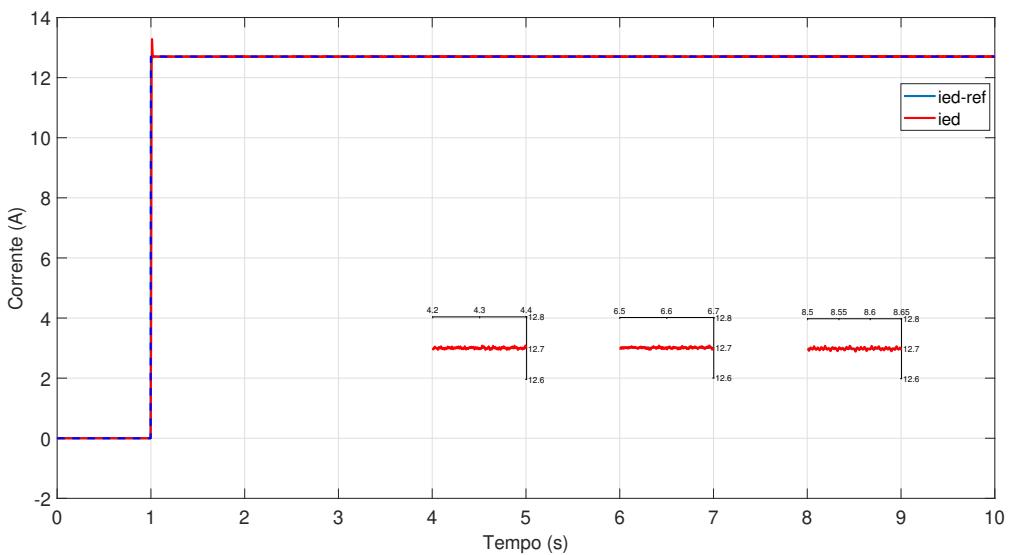
A Figura 57 mostra a corrente de eixo direto de referência do estator (i_{ed-ref}) e a corrente de eixo direto medida do estator (i_{ed}), em que a corrente de eixo direto do estator medida segue a referência a partir do acionamento do controle de corrente do CLG, iniciado em $t= 1,0$ s, mostrando o funcionamento adequado do controle.

Figura 56 – Resposta do controle de velocidade no GIGE.



Fonte: O autor.

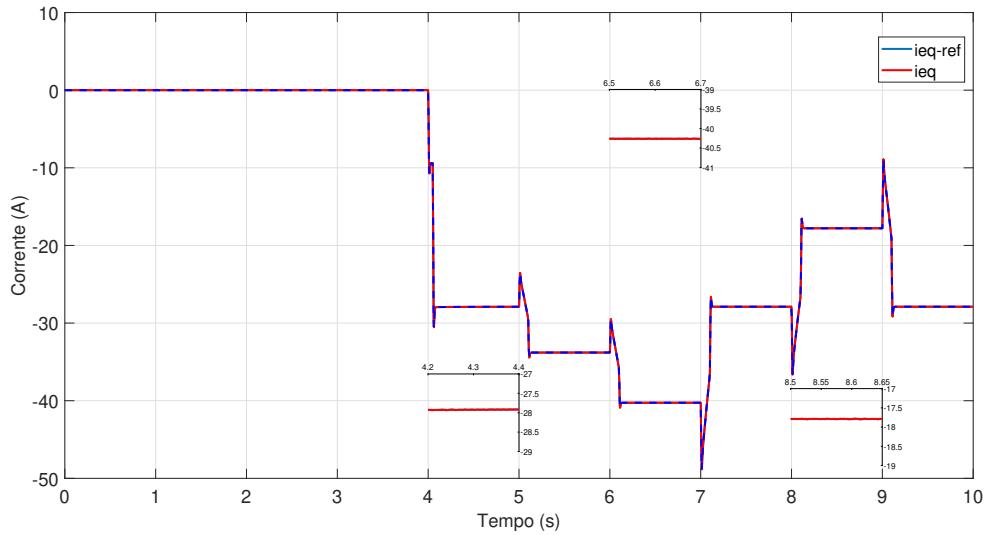
Figura 57 – Resposta de i_{ed} .



Fonte: O autor.

A Figura 58 mostra a corrente de eixo em quadratura de referência do estator (i_{eq-ref}) e a corrente de eixo em quadratura medida do estator (i_{eq}), em que i_{eq} segue a referência i_{eq-ref} . A corrente i_{eq} está diretamente relacionada com o torque desenvolvido pelo GIGE, que só começa a partir de $t = 4,0$ s. Assim, i_{eq} é mantida em 0 A até $t = 4,0$ s, assumindo valores diferentes de zero a partir $t = 4,0$ s, momento em que o torque desenvolvido pelo GIGE é diferente de zero. Os valores de i_{eq} são negativos, já que a máquina opera como gerador.

Figura 58 – Resposta de i_{eq} .

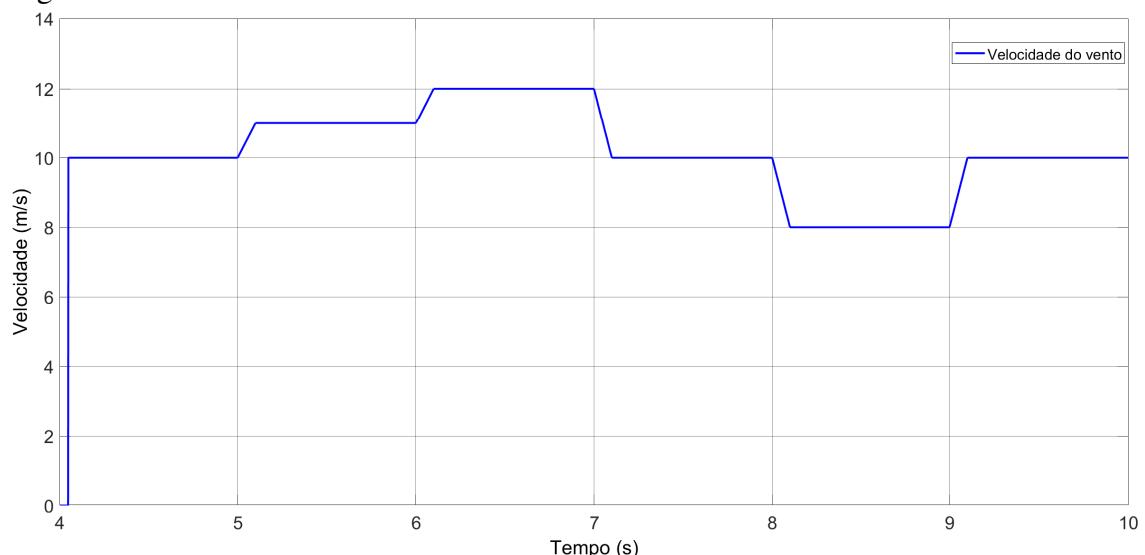


Fonte: O autor.

5.1.4 Turbina Eólica

Diante do perfil da velocidade do vento imposto, foi realizada a verificação das variáveis da turbina eólica. A Figura 59 mostra o perfil de vento imposto ao sistema de geração eólica. Inicialmente, a velocidade do vento é de 10 m/s, entre $t= 4,05$ s e $t= 5,0$ s, aumentando para 11 m/s, entre $t= 5,0$ s e $t= 6,0$ s, e para 12 m/s valor nominal da turbina, entre $t= 6,0$ s e $t= 7,0$ s. Entre $t= 7,0$ s e $t= 8,0$ s, o perfil do vento diminui para a velocidade de 10 m/s, e entre $t= 8,0$ s e $t= 9,0$ s diminui para 8 m/s. Por fim, entre $t= 9,0$ s e $t= 10,0$ s, o valor da velocidade do vento sobe para 10 m/s.

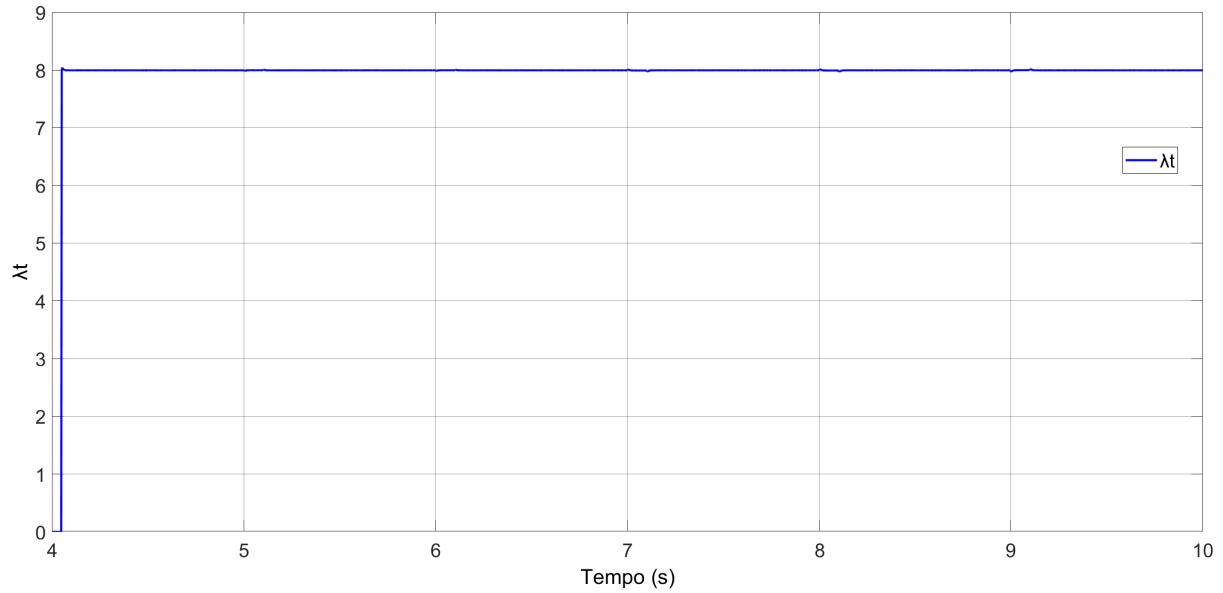
Figura 59 – Perfil da velocidade do vento.



Fonte: O autor.

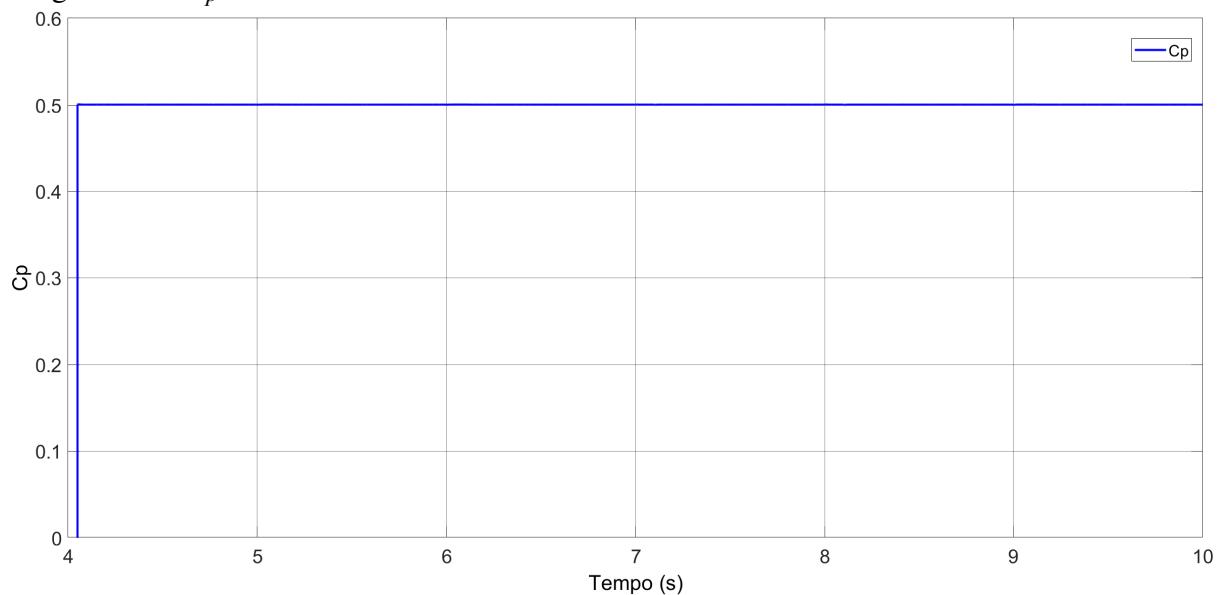
As Figuras 60 e 61 apresentam as respostas do seguimento do ponto de máxima potência entre a velocidade de ponta e o coeficiente de potência para a turbina eólica empregada. De acordo com o mostrado na Figura 11, para um ângulo de passo da pá de $\beta = 0^\circ$, obtém-se a velocidade de ponta máxima igual a $\lambda_{t-max} = 8,0$, na Figura 60. Com o valor da velocidade de ponta máximo, obtém-se o valor do coeficiente de potência da turbina máximo de $C_{p-max} = 0,50$, na Figura 61.

Figura 60 – λ_t da turbina eólica.



Fonte: O autor.

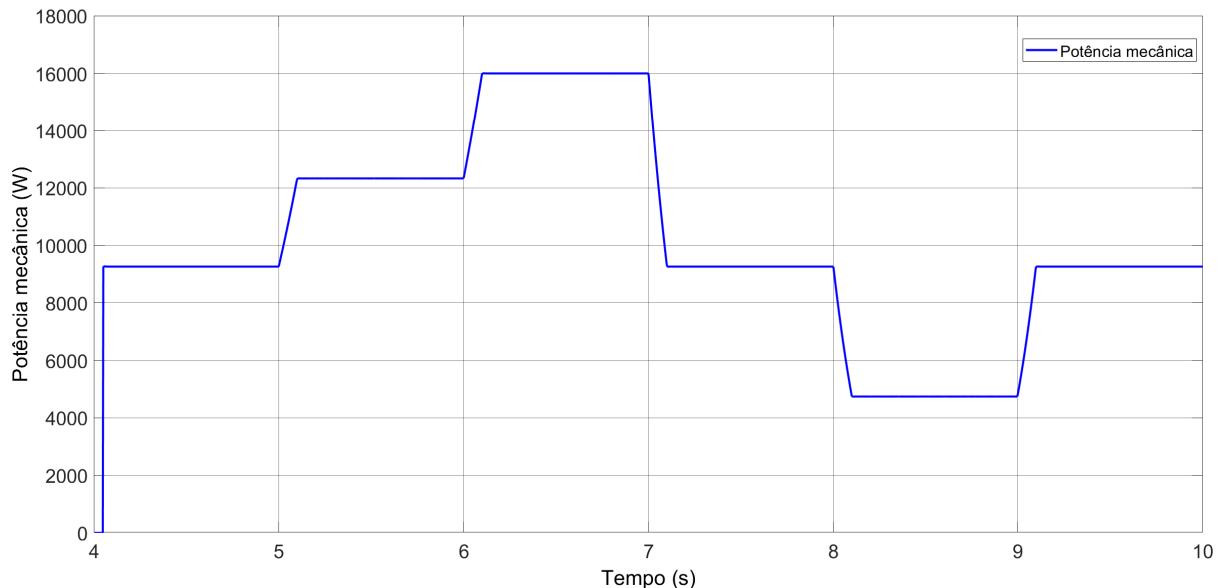
Figura 61 – C_p da turbina eólica.



Fonte: O autor.

A potência mecânica produzida pela turbina com o perfil de velocidade do vento imposto nesse caso 1 é mostrado pela Figura 62, em que a potência mecânica, conforme esperado, varia de acordo com a velocidade do vento (Figura 59), e alcança seu valor nominal, de 16 kW, entre $t = 6,0$ s e $t = 7,0$ s, instante em que opera com sua velocidade nominal de 12 m/s.

Figura 62 – Perfil de potência mecânica da turbina eólica.



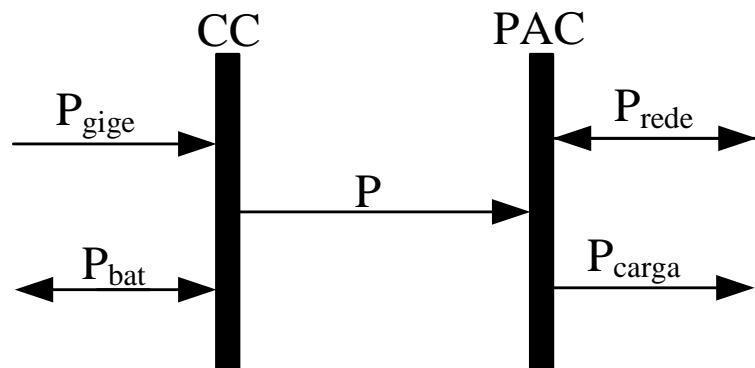
Fonte: O autor.

5.1.5 Gerenciamento de potências

Por meio das estratégias de controle realizadas, há um gerenciamento de potências no sistema proposto, conforme mostrado nas Figuras 63 e 64.

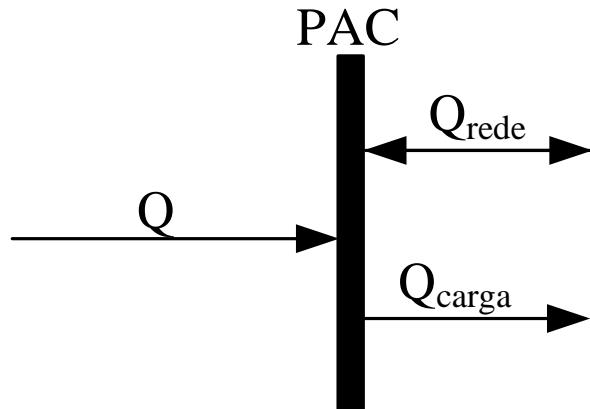
Figura 63 – Fluxo de potência ativa do sistema.

BARRAMENTO



Fonte: O autor.

Figura 64 – Fluxo de potência reativa no PAC.

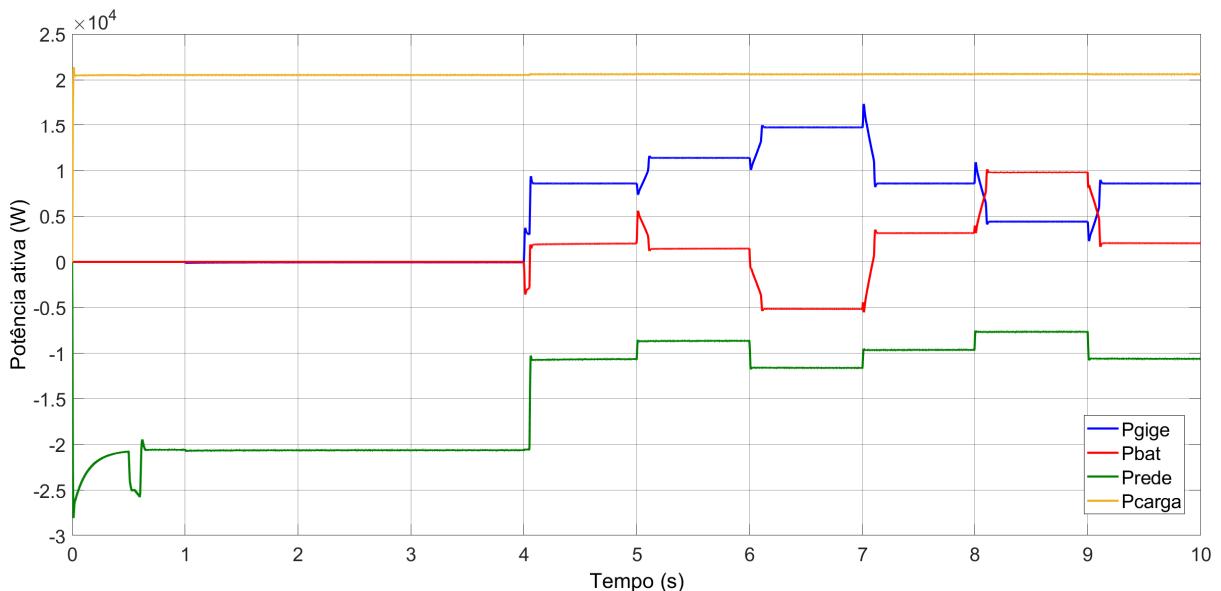


Fonte: O autor.

A Figura 63 apresenta o fluxo de potência ativa do sistema, em que P_{gige} é a potência ativa gerada pelo GIGE, P_{bat} é a potência injetada ou absorvida pelo SAE, P é a potência ativa demandada no PAC (entregue pelo CLR) conforme estabelecido na Tabela 4, P_{rede} é a potência ativa injetada ou absorvida pela rede elétrica e P_{carga} é a potência ativa da carga não-linear. A Figura 64 apresenta o fluxo de potência reativa do PAC, em que Q é a potência reativa entregue pelo CLR no PAC, Q_{rede} é a potência reativa injetada ou absorvida pela rede elétrica e Q_{carga} é a potência reativa da carga não-linear.

A Figura 65 apresenta o fluxo de potência ativa do sistema. A carga não-linear é conectada ao sistema desde $t = 0$ s, consumindo potência desde esse instante, por esse motivo a potência ativa da carga não-linear se mantém o mesmo até o final da simulação.

Figura 65 – Fluxo de potência ativa para o caso 1.



Fonte: O autor.

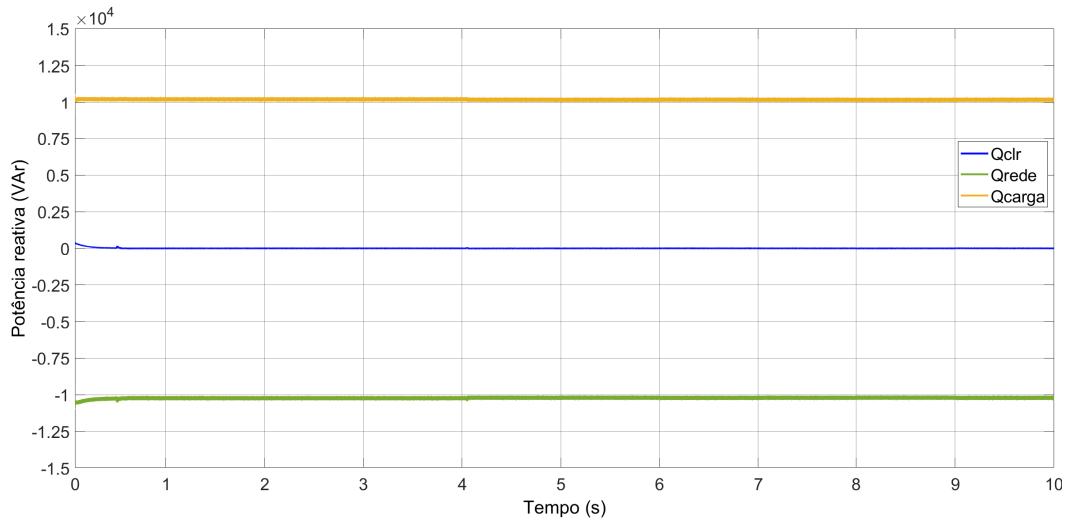
A potência ativa da rede elétrica é negativa pelo fato de a rede estar fornecendo potência ao PAC, o que ocorre durante todo o período de simulação. Conforme observado, a rede elétrica fornece potência ativa ao PAC desde $t = 0$ s, isso porque ela alimenta a carga não-linear. De $t = 0,5$ s a $t = 0,6$ s, a potência fornecida pela rede elétrica aumenta, já que nesse instante de tempo ela fornece energia para estabilização da tensão do barramento CC. A partir de $t = 0,6$ s até 4,05 s, a potência ativa da rede elétrica é fornecida para alimentar a carga não-linear. A partir de $t = 4,05$ s, com o fornecimento de potência ativa no PAC, de acordo com a potência ativa demandada (P), estabelecida em 4, a potência ativa da rede elétrica varia conforme a potência fornecida para alimentar a carga não-linear.

A partir de $t = 4,05$ s, o GIGE gera potência, e em conjunto com o SAE, fornece potência ativa ao barramento CC do sistema. A potência fornecida ao barramento CC será encaminhada ao PAC através do CLR, conforme a potência demandada e mostrada na Tabela 4. Nos instantes de tempo em que a potência gerada pelo GIGE for maior que a potência demandada, a potência do SAE será negativa, e significará o carregamento do banco de baterias. Nos instantes de tempo em que a potência gerada pelo GIGE for menor que a potência demandada, a potência do SAE será positiva, o SAE injetará potência no barramento CC, e significará o descarregamento do banco de baterias.

É possível verificar na Tabela 4 que de $t = 6$ s a $t = 7$ s, o sistema opera com velocidade do vento de 12 m/s, velocidade nominal de operação, e que a potência ativa demandada (P) é de 9 kW. Nesse instante de tempo, o GIGE fornece em torno de 15 kW de potência ativa, que é maior que a potência demandada, acarretando que o carregamento do SAE, fazendo o SAE apresentar potência negativa. Já de $t = 8$ s a $t = 9$ s, o sistema opera com velocidade do vento de 8 m/s, e tem $P = 13$ kW. Nesse período, o GIGE fornece em torno de 5 kW de potência ativa, que é menor que a potência demandada, fazendo que o SAE complemente a potência demandada e apresente potência ativa positiva.

A Figura 66 apresenta o fluxo de potência reativa no PAC. É observado que a potência reativa consumida pela carga não-linear é sempre fornecida pela rede elétrica, já que o CLR é controlado para $Q = 0$ kVAr.

Figura 66 – Fluxo de potência reativa no PAC para o caso 1.



Fonte: O autor.

5.2 Resultados do sistema de geração eólica com velocidade variável de perfil turbulento

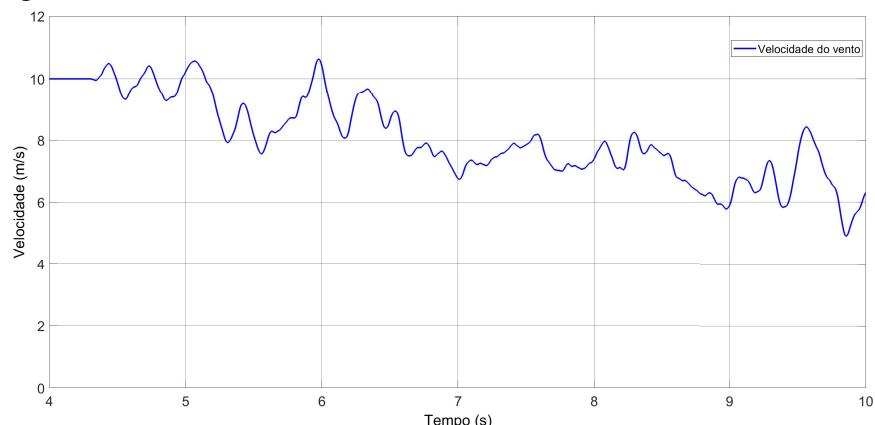
O sistema agora foi testado sob um perfil de velocidade do vento turbulento, mostrado na Figura 67, e com potências demandadas pela rede elétrica no PAC, conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Condições de operação para caso 2.

Condição	Tempo (s)	Potência (kW)
1	4,05-5	10
2	5-6	12
3	6-7	9
4	7-8	11
5	8-9	13
6	9-10	10

Fonte: O autor.

Figura 67 – Perfil da velocidade do vento.



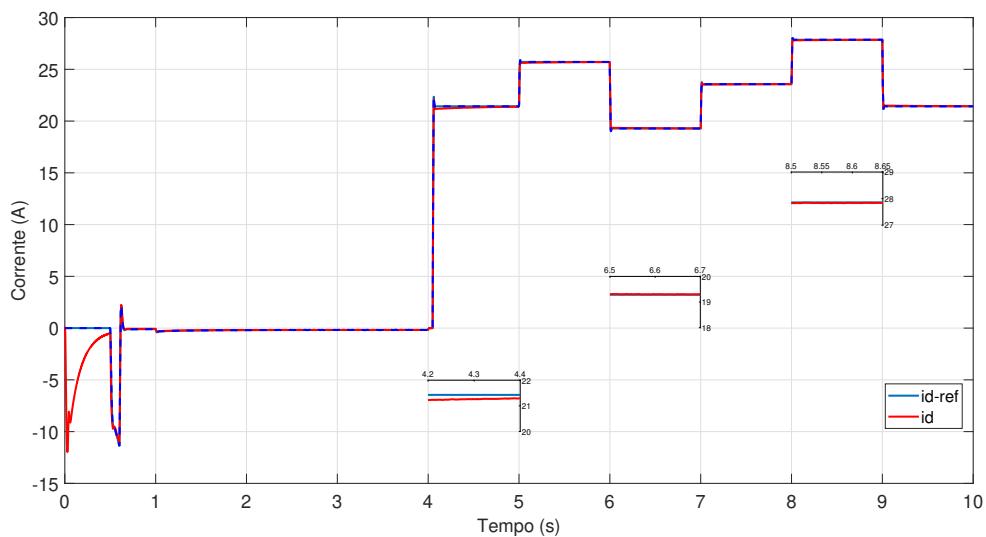
Fonte: O autor.

5.2.1 CLR

Para o segundo caso, tem-se que o PLL apresenta comportamento idêntico ao apresentado no primeiro caso.

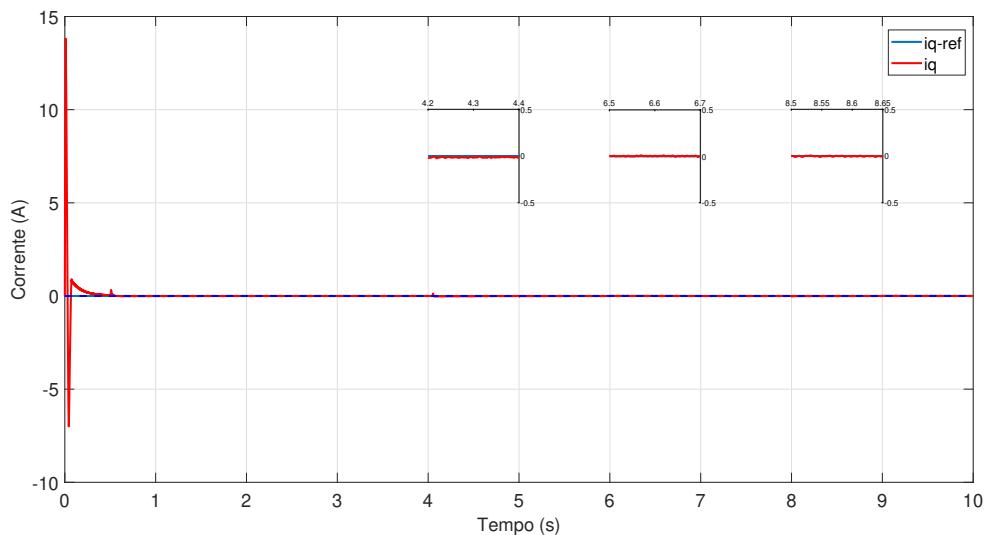
As Figuras 68 e 69 mostram as correntes i_d e i_q e suas referências, respectivamente. As correntes i_d e i_q se comportam de modo semelhante ao primeiro caso, mesmo com as oscilações apresentadas na velocidade do vento, e seguem as referências i_{d-ref} e i_{q-ref} , o que comprova o desempenho adequado do sistema de controle.

Figura 68 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica I_d .



Fonte: O autor.

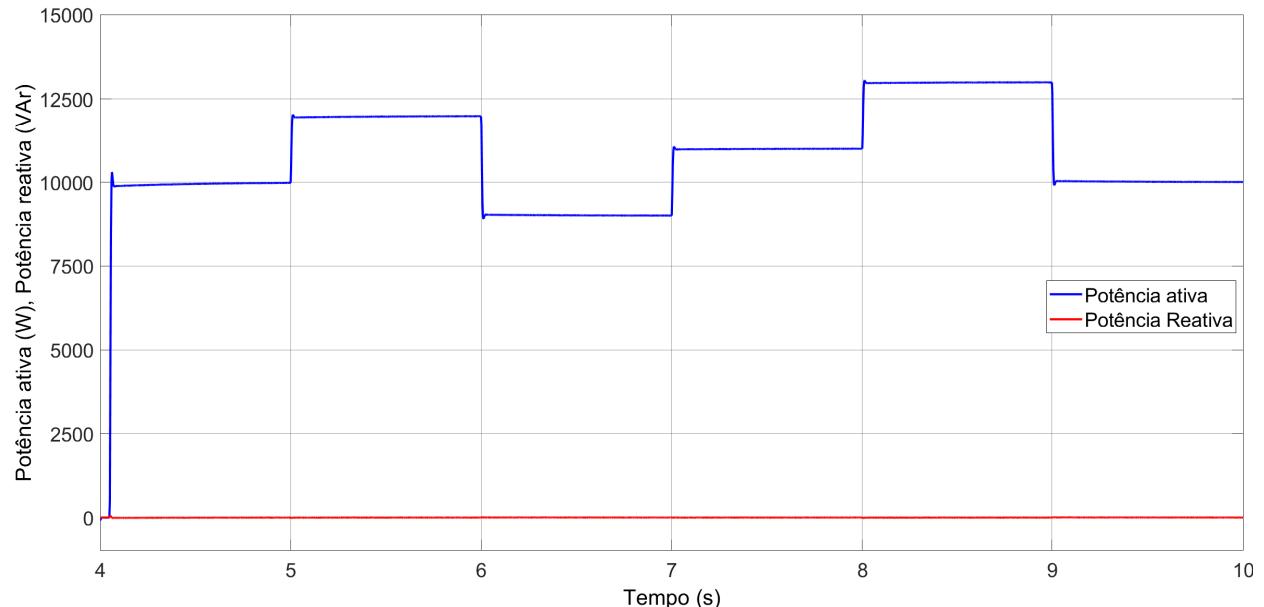
Figura 69 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica I_q .



Fonte: O autor.

Na Figura 70 estão apresentadas as potências ativa (P) e reativa (Q) fornecidas no PAC. A potência ativa segue os valores mostrados na tabela 5 para os instantes de tempo indicados, enquanto a potência reativa Q é mantida em 0 kVAr.

Figura 70 – P e Q fornecidas pelo CLR no PAC.



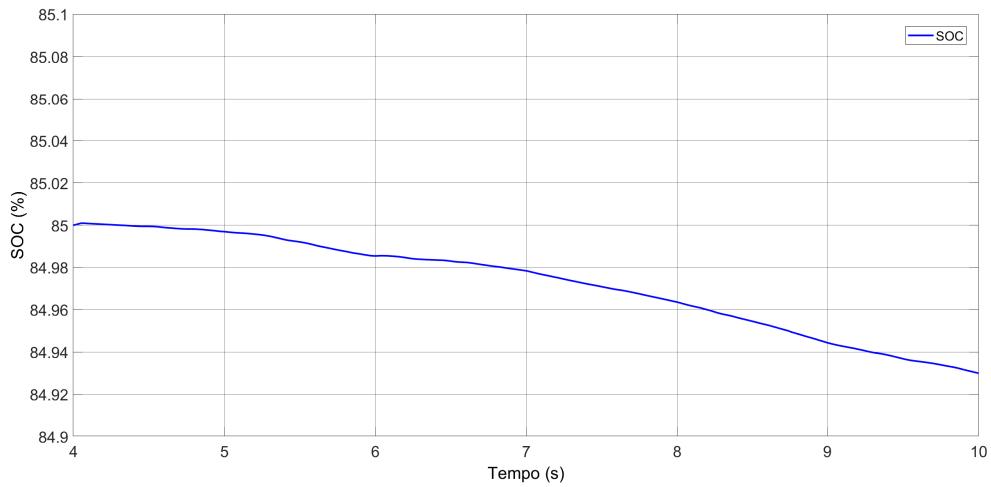
Fonte: O autor.

5.2.2 SAE

A Figura 71 apresenta o SoC do banco de baterias, sendo o SoC inicial de 85%, já a Figura 72 apresenta a tensão do banco de baterias (V_{bat}). Observa-se que o SoC e a tensão V_{bat} diminuem mais seu valor, em relação ao primeiro caso de operação. Isso ocorre por que a velocidade do vento para esse segundo caso varia, e apresenta valores menores que no primeiro caso, acarretando em uma menor geração de energia por parte do gerador e desta forma o SAE injetar mais energia para atender a demanda.

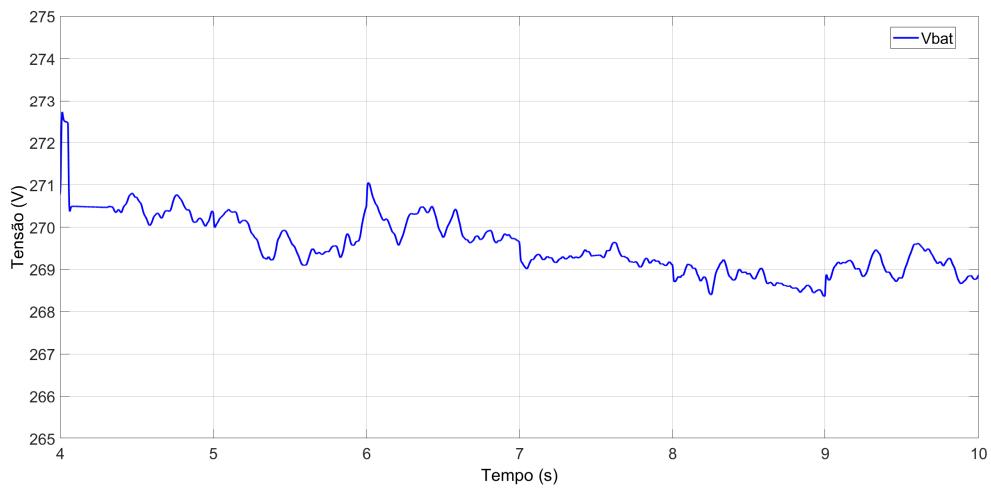
A Figura 73 mostra a corrente do banco de baterias (i_{bat}). Observa-se que a corrente i_{bat} , em relação ao primeiro caso, é maior, o que significa que o banco de baterias injeta energia em maior quantidade que no primeiro caso, uma vez que o SAE compensa a menor geração de energia do gerador. De modo análogo ao primeiro caso, nos instantes de tempo que i_{bat} apresenta valores negativos, como em $t=6,0$ s, o banco de baterias está sendo carregado, enquanto que nos períodos que i_{bat} apresenta valores positivos, como em $t=7,0$ s, o SAE está fornecendo energia ao sistema.

Figura 71 – SOC do banco de baterias.



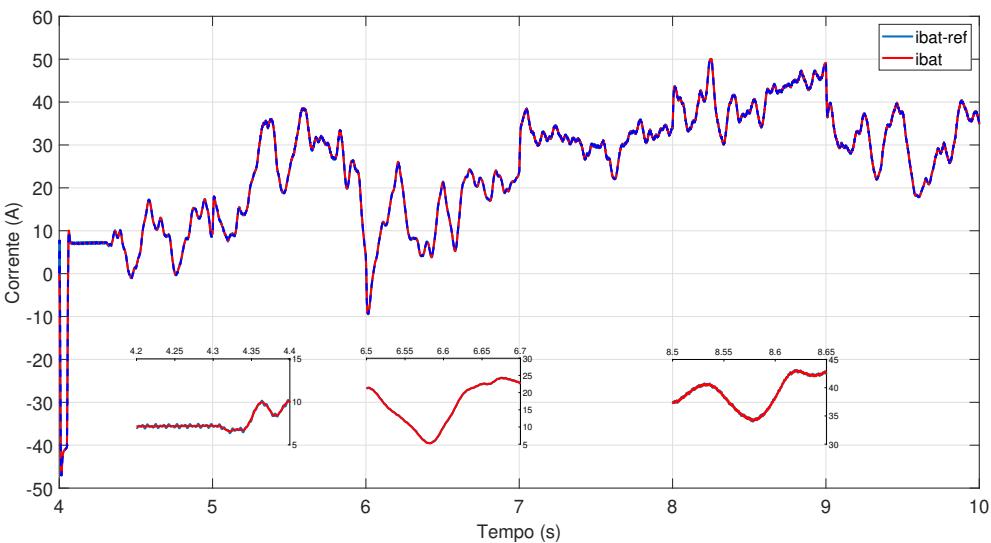
Fonte: O autor.

Figura 72 – Tensão do banco de baterias.



Fonte: O autor.

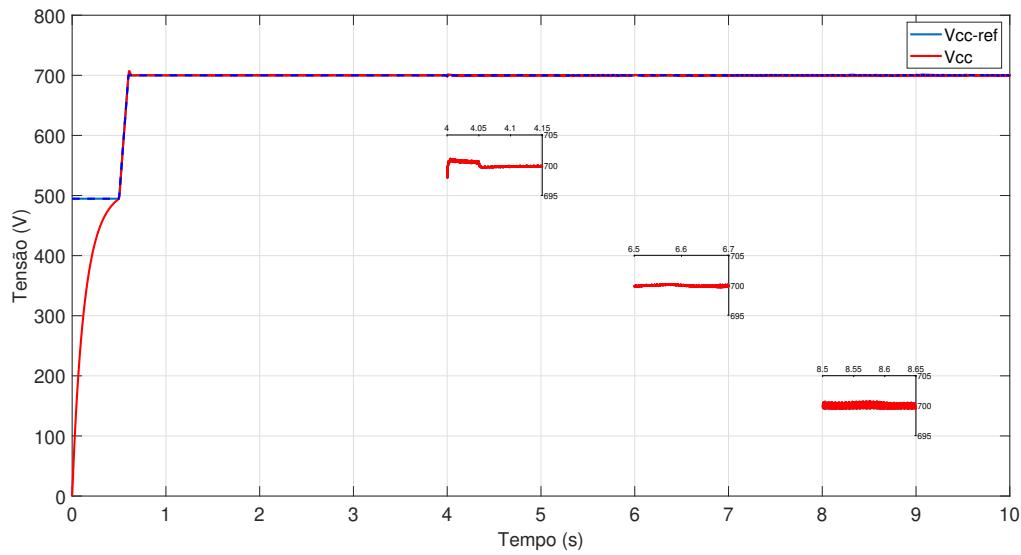
Figura 73 – Resposta da corrente do banco de baterias.



Fonte: O autor.

A resposta da malha de controle para o controlador da tensão do barramento CC (V_{cc}) é apresentada na Figura 74. É observado que a tensão V_{cc} se mantém na tensão de referência estabelecida, 700 V. Com a aproximação de alguns instantes de tempo, mostrados na Figura 74, é verificado que a tensão segue o controle proposto, demonstrando o adequado desempenho do sistema de controle.

Figura 74 – Tensão no barramento CC.



Fonte: O autor.

5.2.3 GIGE

Para esse segundo caso, a corrente de magnetização (\hat{i}_{mr}) apresenta comportamento idêntico ao apresentado anteriormente, e isso se deve pelo fato de ela se manter constante independentemente da dinâmica do torque eletromagnético.

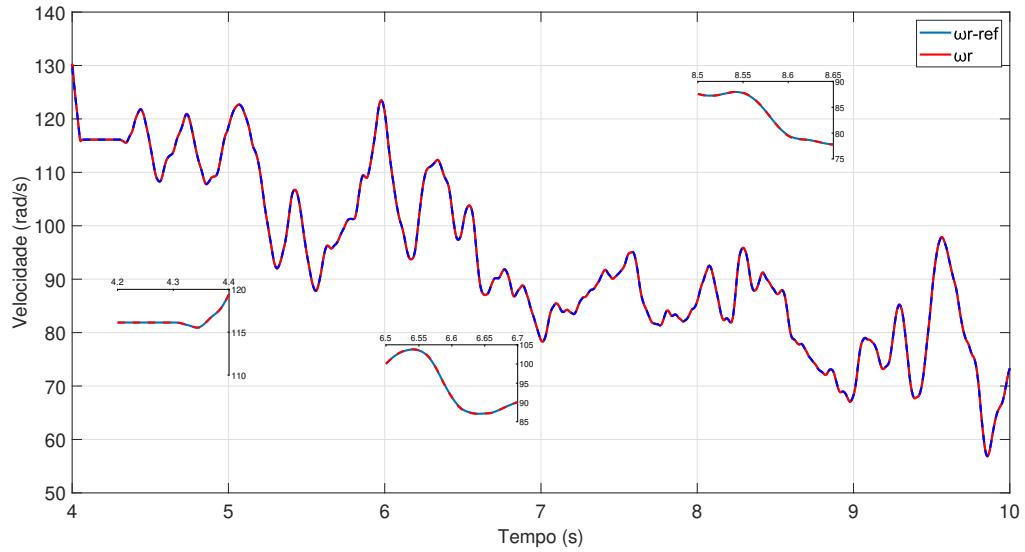
A Figura 75 apresenta a resposta do controle de velocidade no GIGE, em que se observa que ω_r acompanha sua referência ω_{r-ref} , mesmo diante do perfil turbulento, o que mostra o adequado funcionamento do sistema de controle.

A resposta da corrente de eixo direto do estator do GIGE (i_{ed}) apresenta comportamento idêntico ao apresentado no primeiro caso, o que é explicado pelo fato de i_{ed} estar relacionada com \hat{i}_{mr} , que se mantém constante.

A Figura 76 mostra a resposta da corrente de eixo em quadratura do estator do GIGE (i_{eq}), em que é observado que i_{eq} segue sua referência i_{eq-ref} . Os valores de i_{eq} para esse segundo caso são menores e oscilam bastante, em relação ao primeiro caso, o que é justificado, já que i_{eq}

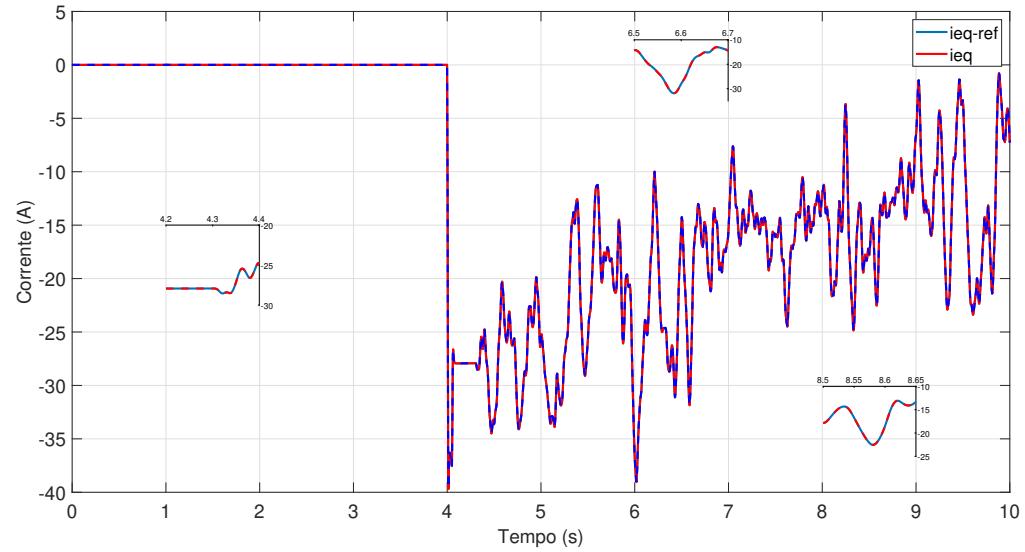
está diretamente relacionado com a potência produzida pelo gerador, dependendo da velocidade do vento imposta. Como nesse segundo caso as velocidades do vento são menores e oscilam mais que no primeiro caso, a corrente i_{eq} apresenta valores menores com mais oscilações.

Figura 75 – Resposta do controle de velocidade no GIGE.



Fonte: O autor.

Figura 76 – Resposta de i_{eq} .

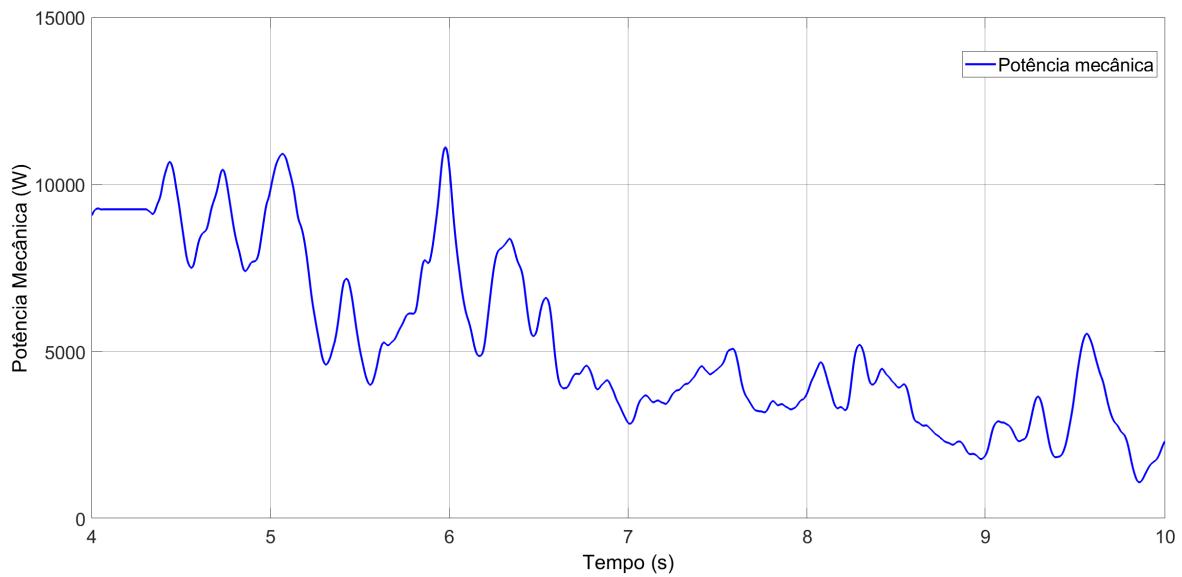


Fonte: O autor.

5.2.4 Turbina Eólica

Diante do perfil da velocidade do vento imposto, os valores de λ_{t-max} e C_{p-max} são iguais aos apresentados no caso anterior. A potência mecânica produzida pela turbina com o perfil de velocidade do vento imposto no caso 2 é mostrado pela Figura 77, em que a potência mecânica varia bastante, conforme a velocidade do vento.

Figura 77 – Perfil de potência mecânica da turbina eólica.



Fonte: O autor.

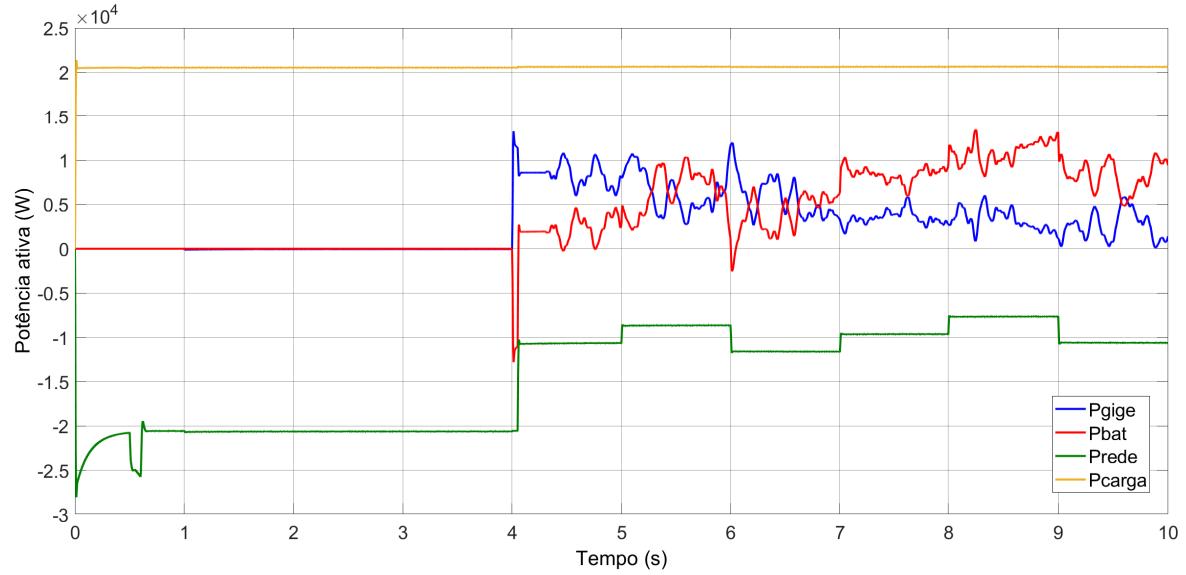
5.2.5 Gerenciamento de potências

As Figuras 78 e 79 apresentam o fluxo de potência ativa e reativa do sistema para o segundo caso.

O fluxo de potência reativa não se altera em relação ao primeiro caso. É observado que as potências ativa da rede elétrica e da carga não-linear não se alteram em relação ao apresentado no primeiro caso.

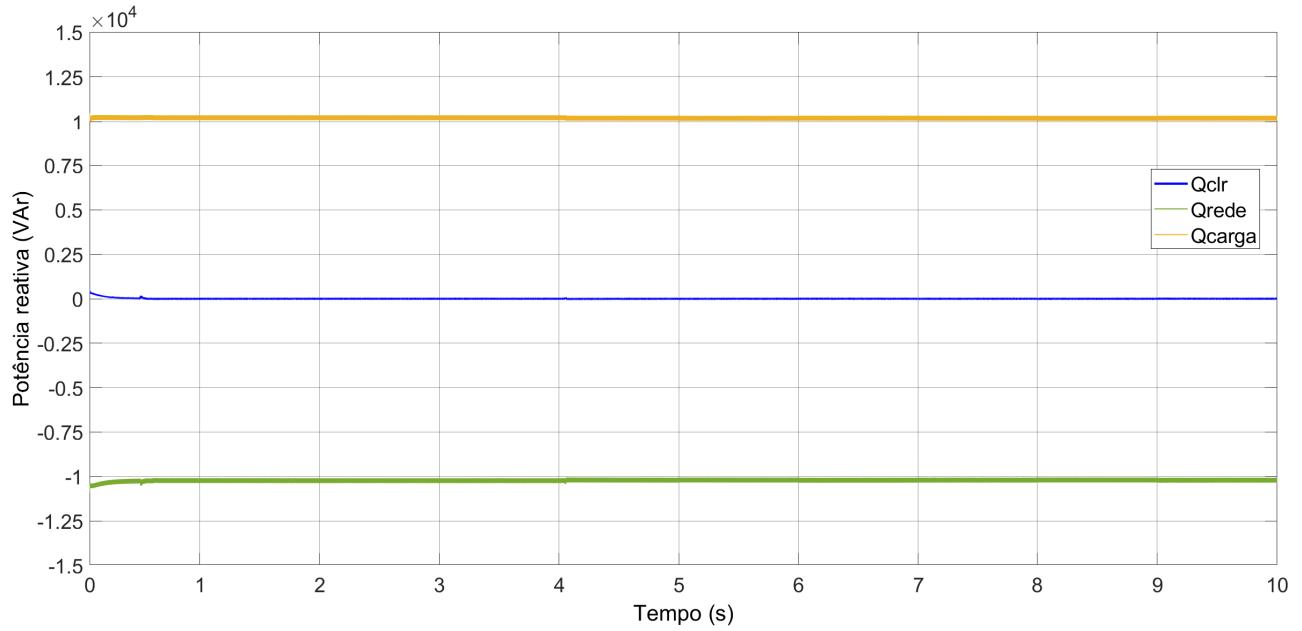
As potências oriundas do GIGE e SAE variam bastante, o que ocorre devido a grande variação de vento, o que ocasiona grande variação de potência produzida pelo GIGE, sendo o SAE responsável por compensar a essa potência, por esse motivo é observado que quando a curva da potência ativa do GIGE oscila negativamente, a curva de potência do SAE oscila de forma oposta, de modo a compensar a potência, e entregar o valor demandado.

Figura 78 – Fluxo de potência ativa para o caso 2.



Fonte: O autor.

Figura 79 – Fluxo de potência reativa no PAC para o caso 2.



Fonte: O autor.

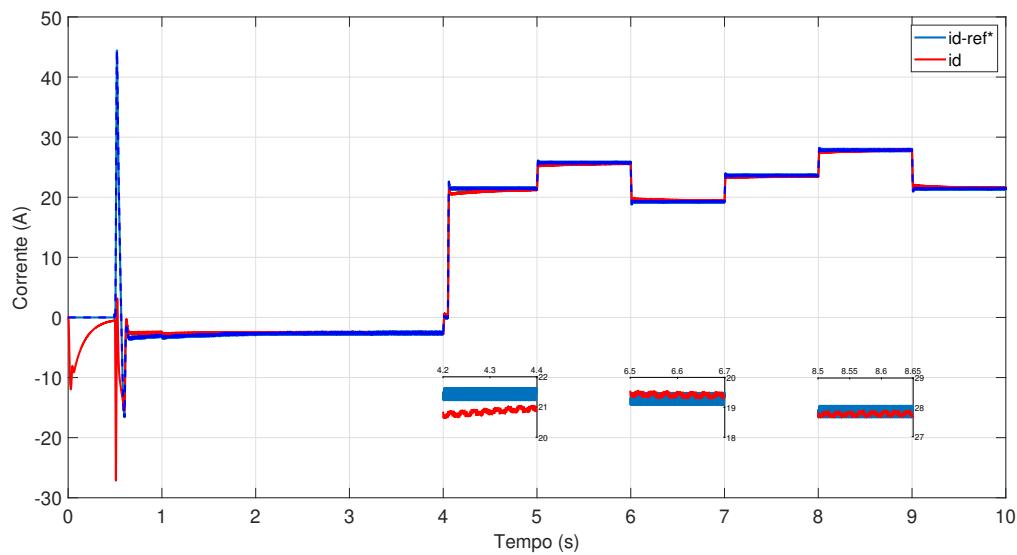
5.3 Resultados do sistema de geração eólica com velocidade variável e com FAP

No terceiro caso de operação do sistema, com o objetivo de realizar a filtragem das componentes harmônicas de corrente fornecidas à rede elétrica, foi inserido o FAP no controle de corrente do CLR, conforme Figura 34. Para esse caso, as características de velocidade do vento e potência demandada pela rede elétrica seguem os especificados na Tabela 4.

O comportamento do SAE, GIGE e turbina eólica é igual ao apresentado no primeiro caso.

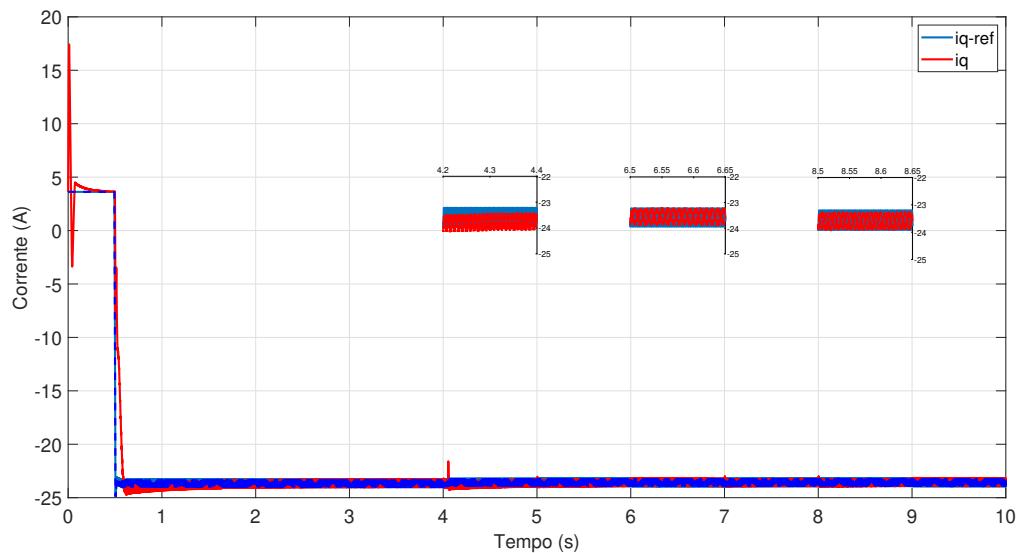
Os comportamentos das correntes i_d e i_q são apresentados nas Figuras 80 e 81. A resposta da malha de controle da corrente i_d com a inclusão do FAP apresenta comportamento semelhante ao primeiro caso (sem FAP), entretanto apresenta uma demora um pouco maior para alcançar os valores de referência. Como é observado, a corrente i_d apresenta um pico na inicialização do sistema de controle e após isso se estabiliza e segue sua referência i_{d-ref*} .

Figura 80 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica I_d com FAP.



Fonte: O autor.

Figura 81 – Resposta da malha de controle para o controlador de corrente elétrica I_q com FAP.

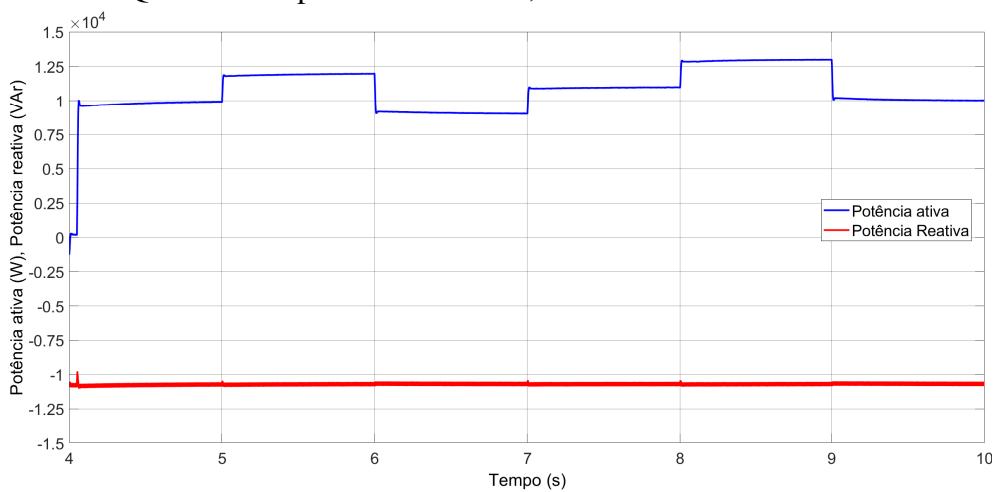


Fonte: O autor.

A corrente i_q apresenta comportamento diferente com a inclusão do FAP, pois no primeiro caso apresentava valor de referência igual a 0 A, e agora apresenta valores de referência diferentes de 0 A que são requeridos para mitigar os componentes harmônicos de corrente enviados à rede elétrica e a potência reativa da rede elétrica.

A Figura 82 apresenta os valores das potências ativa (P) e reativa (Q) fornecidas pelo CLR ao PAC após a inclusão do FAP. A potência ativa fornecida mantém seu valor apresentado no primeiro caso, já a potência reativa apresenta valores diferentes, o que é justificado pelo fato de o CLR estar mitigando a potência reativa consumida pela carga não-linear, a fim de que a potência reativa entregue à rede elétrica seja igual a zero.

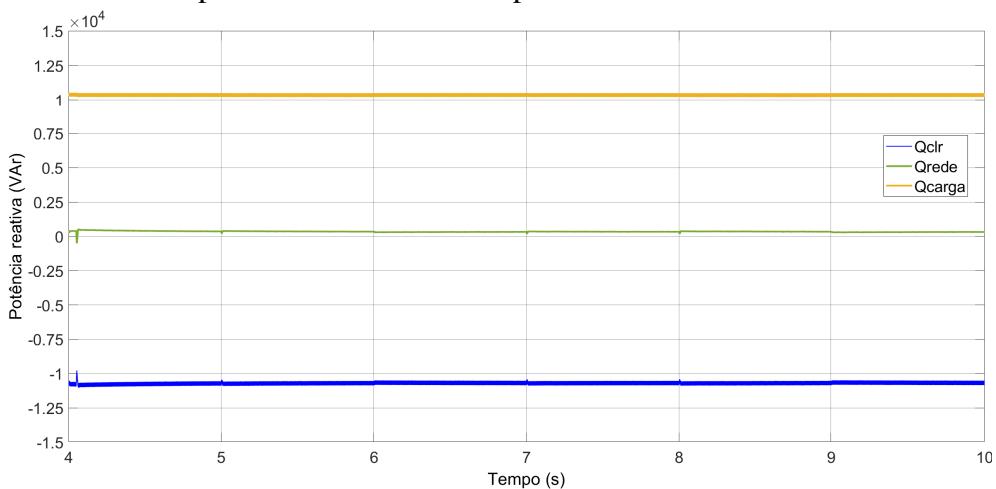
Figura 82 – P e Q fornecidas pelo CLR no PAC, com FAP.



Fonte: O autor.

O fluxo das potências ativas para esse caso é idêntico ao caso 1, já o fluxo das potências reativas é diferente, sendo apresentado na Figura 83.

Figura 83 – Fluxo de potência reativa no PAC para o caso 3.

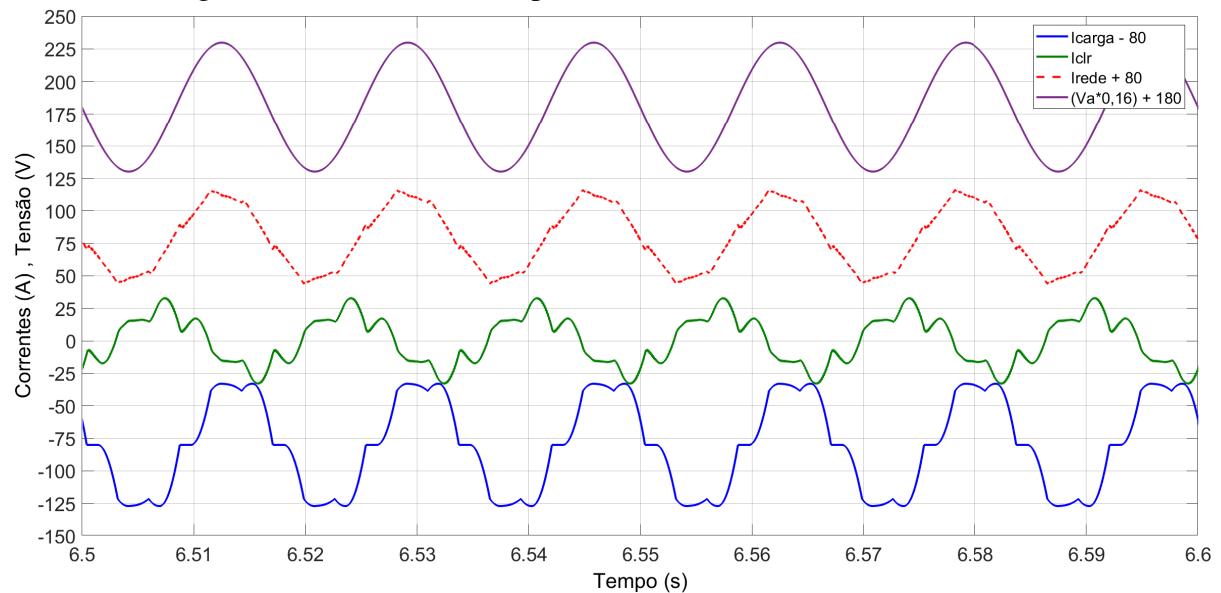


Fonte: O autor.

É observado que a potência reativa da carga não-linear apresenta mesmo valor que no caso 1, entretanto quem fornece essa potência reativa para a carga não-linear agora é o CLR, que compensa essa potência reativa com o objetivo que a potência reativa da rede elétrica seja 0 kVAr.

A Figura 84 mostra as formas de ondas da tensão da rede elétrica (V_a), e das correntes da rede elétrica (i_a), do CLR e da carga não-linear, do sistema operando com FAP. Já a Figura 85 apresenta DHT da corrente da rede elétrica em uma das fases.

Figura 84 – Formas de onda da tensão da rede elétrica (V_a), corrente da rede elétrica (i_a), do CLR e da carga não-linear do sistema operando com FAP.

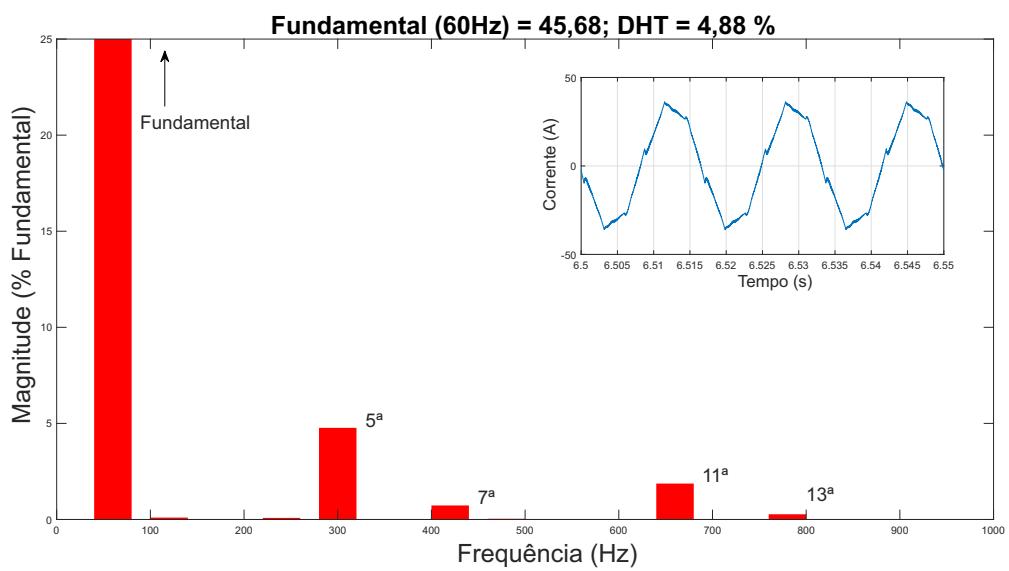


Fonte: O autor.

Como se pode verificar na Figura 84, a corrente do CLR assume forma de onda inversa à corrente da carga não-linear, isso ocorre para que o CLR realize a mitigação de componentes harmônicos de corrente da carga não-linear injetados na rede elétrica.

Na Figura 85, a forma de onda da corrente da rede elétrica apresenta um comportamento senoidal, diferente da situação apresentada na Figura 50, devido a compensação harmônica de corrente produzida pelo FAP. Além disso, observa-se que o FAP mitigou as componentes harmônicas, principalmente as de ordem 5^a, 7^a, 11^a e 13^a, acarretando em uma DHT da corrente da rede elétrica de 4,88%, que está dentro dos valores aceitáveis, de acordo com as principais normas que regem a conexão de geradores à rede elétrica de baixa tensão.

Figura 85 – Espectro da corrente da rede elétrica do sistema operando com FAP.



Fonte: O autor.

6 CONCLUSÕES

Nesta dissertação, uma estratégia de controle para um sistema de geração eólica com GIGE/FAP e com sistema de armazenamento de energia é estudada, modelada e simulada para algumas condições de operação. Este sistema utiliza a estrutura do conversor fonte de tensão trifásico do lado da rede elétrica (CLR) para realizar duas funções simultaneamente, injetar a potência gerada pelo sistema eólico no PAC, onde estão presentes a carga não-linear e a rede elétrica, e atuar com um filtro ativo de potência, de modo a contribuir com a minimização dos impactos de harmônicas de corrente elétricas geradas por cargas não lineares no sistema de energia elétrica.

Para o controle do CLG é utilizada a estratégia de controle direto de torque, em que é permitido que o gerador opere em diferentes perfis da velocidade do vento, controlando o torque eletromagnético no eixo do rotor e o fluxo no estator. Então, com o objetivo de avaliar o controle proposto, diferentes perfis de velocidade variável do vento foram impostos, de modo que o controle do GIGE respondeu de forma adequada. A potência gerada é obtida pela técnica de MPPT a partir do lambda ótimo e velocidade ótima de rotação da turbina, que maximiza a produção de energia elétrica, fazendo com que a turbina opere sempre no ponto de máxima potência, onde a eficiência é máxima e a quantidade de energia gerada é a maior possível.

Com os diferentes perfis de velocidade do vento, houveram diferentes valores de potência gerados pelo GIGE. Com diferentes valores de potência demandados no PAC, quando a potência gerada pelo GIGE é menor que a potência demandada, o controle de potência gerado/demandado faz a compensação de potência com o SAE, que através do conversor CC-CC, que foi conectado ao barramento CC, realiza o fluxo de potência, armazenando energia no banco de baterias quando a potência gerada pelo GIGE for maior que a demandada e injetando energia do banco de baterias no PAC quando a potência gerada for menor que a demandada. Assim, diante dos testes realizados, o SAE realizou o controle do fluxo de potência, demonstrando o adequado controle realizado.

É realizado o estudo da estratégia de controle do CLR, de modo que a filtragem ativa foi realizada por meio dele. Assim, as correntes de referência a serem sintetizadas pelo CLR foram obtidas considerando a injeção de potência ativa demandada e a compensação das componentes harmônicas indesejáveis causadas pela não-linearidade da carga, que foram obtidas a partir da aplicação da teoria das potências instantâneas (Teoria p-q). O controle do CLR mostrou-se eficaz, já que além de controlar a potência demandada no PAC de forma adequada,

quando realizou a função de FAP, diminuiu a distorção harmônica total para 4,88%, que está dentro dos valores sugeridos pela norma IEEE 519:2014.

O sistema de geração eólica proposto foi implementado no ambiente de simulação *Matlab/Simulink*, em que se verifica o desempenho sob diversas condições, e os resultados da simulação computacional validam a hipótese da viabilidade dos controles propostos apresentaram efetividade e robustez para o sistema de armazenamento de energia com baterias aplicados em sistemas eólicos com GIGE/FAP.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Algumas sugestões para trabalhos futuros são:

- Realizar implementação do sistema proposto utilizando geradores com potências da ordem de MW;
- Implementar o sistema proposto em bancada experimental;
- Implementar novas estratégias de controle para a operação do sistema, a fim de comparar as técnicas de controle;
- Realizar a revisão bibliográfica de outras técnicas de modulação como, SPWM e vetores espaciais;
- Realizar implementação do sistema proposto utilizando filtros dos tipos LC ou LCL para conexão do conversor à rede.

6.2 Publicações

- SANTOS, A. M. M.; JUNIOR, I. D. S. ; MEDEIROS, L. T. P. ; SILVA, L. P. S. ; TEIXEIRA, V. S. C. ; MOREIRA, A. B.; WIND POWER SYSTEM CONNECTED TO THE GRID FROM SQUIRREL CAGE INDUCTION GENERATOR (SCIG). In: 12th Seminar on Power Electronics and Control, 2019, Natal-RN. Anais SEPOC 2019, 2019.
- SANTOS, A. M. M.; FRANÇA, M. V. S. ; MEDEIROS, L. T. P. ; PACIFICO, R. P. C. ; TEIXEIRA, V. S. C. ; MOREIRA, A. B.; CONTROLE DE POTÊNCIAS PARA GERAÇÃO EÓLICA COM GERADOR DE INDUÇÃO COM ROTOR GAIOLA DE ESQUILO (GIGE). In: Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), 2020, Fortaleza-CE. Anais CBENS 2020, 2020.

- SANTOS, A. M. M.; PACIFICO, R. P. C. ; SILVA, L. P. S. ; FRANÇA, M. V. S. ; TEIXEIRA, V. S. C. ; MOREIRA, A. B.; POWER CONTROL FOR A WIND POWER GENERATION FROM SCIG AND HARMONIC CURRENT FILTERING. In: Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2020, Porto Alegre-RS. Anais CBA 2020, 2020.
- SANTOS, A. M. M.; SILVA, L. P. S. ; MEDEIROS, L. T. P. ; FRANÇA, M. V. S. ; TEIXEIRA, V. S. C. ; MOREIRA, A. B.; CONTROLE DE POTÊNCIAS PARA GERAÇÃO EÓLICA E FILTRAGEM DE CORRENTE HARMÔNICA COM GERADOR DE INDUÇÃO GAIOLA DE ESQUILO. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2020, Santo André-SP. Anais SBSE 2020, 2020.
- SANTOS, A. M. M.; MOREIRA, A. B.; PACIFICO, R. P. C.; COSTA, N. S.; CONTROLE DE POTÊNCIAS PARA GERAÇÃO EÓLICA COM GIGE E COMPENSAÇÃO DE CORRENTES HARMÔNICAS DA REDE ELÉTRICA. In: Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2022, Fortaleza-CE. Anais CBA 2022, 2022.

REFERÊNCIAS

- ABADI, S. A. G. K.; BIDRAM, A. A distributed rule-based power management strategy in a photovoltaic/hybrid energy storage based on an active compensation filtering technique. **IET Renewable Power Generation**, v. 15, n. 15, p. 3688–3703, 2021. ISSN 1752-1416, 1752-1424.
- ABEEOLICA, A. B. de E. E. **Boletim Anual 2021 - Energia eólica**. [s. n.], 2021. Disponível em: https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/07/ABEEOLICA_BOLETIMANUAL-2021_PORT.pdf. Acesso em: 02 set. 2022.
- ACKERMANN, T.; ABBAD, J.; DUDURYCH, I.; ERLICH, I.; HOLTTINEN, H.; KRISTOFFERSEN, J.; SORENSEN, P. European balancing act. **Power and Energy Magazine**, IEEE , v.5, n.6, p.90,103, 2007.
- AHMED, A. (Ed.). **Eletrônica de Potência**. [S. l.]: Pearson, 1^a ed., 1998.
- AKAGI, H. (Ed.). **Generalized theory of instantaneous reactive power and its application**. [S. l.]: [S.l.]: v. 103., 1983.
- AKHMATOV, V. **Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power**. Tese (Ph.D. Thesis Electric Power Engineering) – Technical University of Denmark, Kgs. Lyngby, Denmark, 2003.
- ALSHEBANEY, E. J. A. Improving Electrical Energy Distribution. **International Academic Journal of Science and Engineering**, v. 11, n. 1, p. 277–284, 2024. ISSN 24543896.
- AMBROSIO, R. C.; TICIANELLI, E. A. Baterias de níquel-hidreto metálico, uma alternativa para as baterias de níquel-cádmio. **Quim. Nova**, v. 24, p. 243–246, 2001.
- ANEEL, A. N. d. E. E. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. [s. n.], 2008. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2022.
- BAROUDI, J. A.; DINAVAHY, V.; KNIGHT, A. A review of power converter topologies for wind generators. **IEEE International Conference on Electric Machines and Drives**, pages 458–465, 2005.
- BEARD, K. W. **Linden's Handbook of Batteries**. [S. l.]: McGraw-Hill Companies, 2019. v. 5^o ed. 2019.
- BETTONI, G. P.; PEDIATIDAKIS, K. S.; LIMA, M. R. H. Estudo analítico de circuitos conversores ressonantes. **VII Simpósio de Iniciação Científica, Didática e de Ações Sociais da FEI**, 2017.
- BEZERRA, P. A. M. **Análise teórica e simulações de um aerogerador síncrono de velocidade variável utilizando controle vetorial**. 2010. 117 f. Graduação em Engenharia Elétrica – Centro de Tecnologia, Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza - CE, 2010.
- BIM, E. **Máquinas elétricas e acionamento**. [S. l.]: Campus, 2009. S.1.
- BINELO, M. d. F. B.; SAUSEN, A. T. Z. R.; SAUSEN, P. S. Modelagem matemática do tempo de vida de baterias de lítio Íon polímero utilizando modelos elétricos combinados genéricos. **Revista Brasileira de Computação Aplicada**, 2018.

- BOSE, B. K. **Modern Power Electronics and AC Drives.** [S. l.]: Upper Saddle River: Prentice Hall, 2001. S.l.
- BOULOUHAA, H. M.; ALLALIB, A.; LAOUERC, M.; TAHRIB, A.; DENAID, M.; DRAOU, A. Direct torque control of multilevel svpwm inverter in variable speedscig-based wind energy conversion system. *Renewable Energy*, 2015.
- BOUTOUBAT, M.; MOKRANI, L.; MACHMOUM, M. Control of a wind energy conversion system equipped by a dfig for active power generation and power quality improvement. *Renew. Energy*, vol. 50, pp. 378–386, 2013.
- BRESSAN, M. V. **Conversor multinível em ponte completa de conversores com capacitores flutuantes.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade do Estado de Santa Catarina. - UESC, Joinville - SC, 2019.
- BURTON, T.; SHARPE, N. D.; JENKINS, E. B. **Wind energy handbook.** [S. l.]: John Wiley Sons - Ltd, 2001. S.l.
- CAMARGO, C. A. Modelagem de baterias em sistemas de acumulação de energia para deslocamento de cargas. Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, 2014.
- CHANG, Y. H.; HUANG, C. L.; WU, T. T. Theoretical and experimental analysis of a variable speed hydro-turbine-generator system. *Energies*, 2020.
- CHAUHAN, S. K.; CHAUHAN, V. S. A comprehensive review on power quality issues and disturbances mitigation through shunt active power filters. **International Journal of Applied Power Engineering (IJAPE)**, v. 13, n. 4, p. 844, 2024. ISSN 2722-2624, 2252-8792.
- CHEN, Y.; YANG, Y.; WANG, L.; JIA, Z.; WU, W. Grid-connected and control of mppt for wind power generation systems based on the scig. 2nd International Asia Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics, 2010.
- CHIEN, F.; KAMRAN, H.; ALBASHAR, G.; IQBAL, W. Dynamic planning, conversion, and management strategy of different renewable energy sources: a sustainable solution for severe energy crises in emerging economies. *Int. J. Hydrot. Energy* 46 (11), 7745–7758, 2021.
- COSTA, P. R. M. **Sistema de Gerenciamento para Carga e Descarga de Baterias (Chumbo-Ácido)e para Busca do Ponto de Máxima Potência Gerada em Painéis Fotovoltaicos Empregados em Sistemas de Geração Distribuída.** 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, São Paulo - SP, 2013.
- COSTA, P. R. M. **Desenvolvimento e análise de um sistema multifuncional fotovoltaico - filtro ativo de potência de estágio único submetido a sombreamento parcial e carga não-linear.** 2019. 212 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ - UFC, Sobral - CE, 2019.
- CUSTÓDIO, R. D. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica.** [S. l.]: Synergia Editora, 2013. v. 2 ed.
- DIAS, C. d. O. **Estudo e implementação computacional de sistema de armazenamento de energia com conexão direta ao sistema elétrico.** 2020. 166 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA, Uberlândia - MG, 2020.

- DUONGA, M. Q.; GRIMACCIAA, F.; LEVAA, S.; MUSSETTAA, M.; OGLIARI, E. Pitch angle control using hybrid controller for all operating regions of a wind turbine system. *Renewable Energy*, 2014.
- EDJTAHED, S.; KARRARI, M.; ROSEHART, W.; MALIK, O. Nonlinear state space modeling of a variable speed wind power generation system. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- ELIZONDO, J. L.; MACIAS, M.; MICHELOUD, O. M. Matrix converters applied to wind energy conversion systems, technologies and investigation trends. *Electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference*, 2009.
- ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIC, D. (Ed.). **Fundamentals of Power Electronics**. [S. l.]: 2^a Ed., New York, 2004.
- ESHIEMOGIE, S.; IGHALO, J.; BANJI, T. Knowledge, perception and awareness of renewable energy by engineering students in Nigeria: a need for the undergraduate engineering program adjustment. *Clean. Eng. Technol.* 6, 100388, 2022.
- FILHO, G. J. L. **Previsão da autonomia de baterias de chumbo-ácido aplicadas a sistemas híbridos de geração de energia utilizando o método KiBaM**. 2017. 69 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO - UFPE, Recife - PE, 2017.
- GAILLARD, A.; POURE, P.; SAADATE, S. Reactive power compensation and active filtering capability of wecs with dfig without any over-rating. *Wind Energy*, 2010.
- GOIKOETXEA, A.; BARRENA, J.; RODRÍGUEZ, M.; ABAD, G. Grid manager design using battery energy storage systems in weak power systems with high penetration of wind energy. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10)*, 2010.
- GOMEZ, L. A. G.; GRILLO, A. P.; SALLES, M. B. C.; FILHO, A. J. S. Combined control of dfig-based wind turbine and battery energy storage system for frequency response in microgrids. *Energies*, 2020.
- GONGATI, P. R. R.; MARALA, R. R.; MALUPU, V. K. Mitigation of Certain Power Quality Issues in Wind Energy Conversion System Using UPQC and IUPQC Devices. **European Journal of Electrical Engineering**, v. 22, n. 6, p. 447–455, 2020. ISSN 21033641, 21167109.
- GRACHEV, P. Y.; TABACHINSKIY, A. S.; KANAGAVEL, P. New Stator Construction and Simulation of High-Efficiency Wind Turbine Generators. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 56, n. 2, p. 1389–1396, 2020. ISSN 0093-9994, 1939-9367.
- GRANZA, M. H. **Implementação de um sistema de controle do gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo em aerogeradores**. 2014. 101 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa - PR, 2014.
- GUO, Q.; TU, C.; JIANG, F.; ZHU, R.; XIAO, F.; CHEN, C. Improved dynamic voltage restorer with reduced capacity of power inverter and energy storage for voltage sag mitigation. **IET Power Electronics**, v. 14, n. 5, p. 958–968, 2021. ISSN 1755-4535, 1755-4543.
- HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of Wind Turbines**. [S. l.]: New York, NY: Routledge, 2015. v. 3 ed.

- HART, D. W. (Ed.). **Eletrônica de Potência: Análise e Projetos de Circuitos.** [S. l.]: AMGH, 1^a ed., 2011.
- HEYDARI, M.; VARJANI, A. Y.; MOHAMADIAN, M. A novel variable speed wind energy system using induction generator and six-switch ac/ac converter. *Power Electronics and Drive Systems Technology*, 2012.
- HOSSAM-ELDIN, A. A.; MANSOUR, A. A.; EL-GAMAL, M.; YOUSSEF, K. H. Power quality improvement of smart microgrids using EMS-based fuzzy controlled UPQC. **TURKISH JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING & COMPUTER SCIENCES**, p. 1181–1197, 2019. ISSN 1303-6203.
- HOWLADER, A. M.; URASAKI, N.; SABER, A. Control strategies for wind-farm-based smart grid system. *IEEE Transactions on Industry Applications*, p. 3591–3601, 2014.
- HUSSAIN, M.; BUTT, A. R.; UZMA, F.; AHMED, R.; IRSHAD, S.; REHMAN, A.; YOUSAF, B. A comprehensive review of climate change impacts, adaptation, and mitigation on environmental and natural calamities in pakistan. *Environ. Monit. Assess.* 192 (1), 1–20, 2020.
- IEEE-STANDARDS-ASSOCIATION. **IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.** [S. l.]: IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992), 2014. s. l.
- IOV, F.; HANSEN, A. D.; SORENSEN, P.; BLAABJERG, F. Wind turbine blockset in matlab/simulink: General overview and description of the models. Aalborg University, Aalborg, Dinamarca, 2004.
- IPPOLITO, M. G.; TELARETTI, E.; ZIZZO, G.; GRADITI, G. A new device for the control and the connection to the grid of combined res-based generators and electric storage systems. 4th Int. Conf. Clean Electr. Power Renew. Energy Resour. Impact, ICCEP 2013, p. 262– 267, 2013.
- ISLAM, M. T.; AHMED, A.; MEKHILEF, S. **A Comparative Study of Matrix Converters and Voltage-Source Inverters.** [S. l.]: IEEE Transactions on Power Electronics, 2013. S.l.
- JIN, J. X.; WANG, J.; YANG, R. H.; ZHANG, T. L.; MU, S.; FAN, Y. J.; XING, Y. Q. A superconducting magnetic energy storage with dual functions of active filtering and power fluctuation suppression for photovoltaic microgrid. **Journal of Energy Storage**, v. 38, p. 102508, 2021. ISSN 2352152X.
- JUNIOR, E. A. **Estratégia de Conversor para Interligação de Sistemas de Geração Eólica à Rede Elétrica.** 2014. 101 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, Natal - RN, 2014.
- KASHIMA, M. **Projeto de um inversor bidirecional aplicado em carregadores de veículos elétricos para configuração G2V e V2G.** 2018. 43 f. Graduação em Engenharia Elétrica – UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO - UFRJ, Uberlândia - MG, 2018.
- KAZIMIERCZUK, M. K. (Ed.). **Pulse-width Modulated DC-DC Power Converters.** [S. l.]: Wiley, 2^a Ed., 2008.
- KESRAOUI, M.; CHAIB, A.; BOULEZAZ, A. Using a dfig based wind turbine for grid current harmonics filtering. *Energy Conversion and Management*, 2013.

KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D.; PEKAREK, S. **Analysis of electric machinery and drive systems.** [S. l.]: John Wiley Sons, 2013. S.l.

MARTINS, G. S. **Técnicas de controle de potências ativa e reativa utilizando gerador de indução gaiola de esquilo aplicado a um sistema de geração eólica.** 2018. 198 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP, 2017.

MATHWORKS. **Battery: Generic battery model.** [s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html>. Acesso em: 20 set. 2022.

MOHAN, N. **Advanced Electric Drives: Analysis, Control, and Modeling Using MATLAB / Simulink.** [S. l.]: Wiley, 2014. S.l.

MOREIRA, A. B. **Propostas de controle de um sistema de geração de energia elétrica a partir de energia eólica com gerador de indução duplamente alimentado com mitigação de correntes harmônicas na rede elétrica geradas por carga não linear.** 2017. 156 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP, 2017.

MOREIRA, A. B.; BARROS, T. A. D. S.; TEIXEIRA, V. S. D. C.; SOUZA, R. R.; PAULA, M. V.; FILHO, E. R. Control of powers for wind power generation and grid current harmonics filtering from doubly fed induction generator: Comparison of two strategies. *IEEE Access*, 2019.

NAVAS, M. A. H. **Sistema de armazenamento aplicado a sistemas eólicos empregando conversores de fonte z conectados à rede elétrica.** 2016. 155 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do ABC, Santo André - SP, 2016.

NAVAS, M. A. H.; LOZADA, F.; PUMA, J. L. A.; TORRICO, J. A.; FILHO, A. J. S. Battery energy storage system applied to wind power system based on z-source inverter connected to grid. *IEEE Latin America Transactions* (Vol: 14, Issue: 9), 2016.

NAVAS, M. A. H.; PUMA, J. L. A.; FILHO, A. J. S. Direct torque control for squirrel cage induction generator based on wind energy conversion system with battery energy storage system. *IEEE Work. Power Electron. Power Qual. Appl. PEPQA*, 2015.

NGUYEN, X.; LE, N.; PHAM, V.; HUYNH, T.; DONG, V.; HOANG, A. Mission, challenges, and prospects of renewable energy development in vietnam. *Energy Sources Part A* 1–13, 2021.

OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno.** [S. l.]: Pearson, 2011. v. 5^a edição.

ORTEGA, ; MILANO, F. Modeling, simulation and comparison of control techniques for energy storage systems. *IEEE Manchester PowerTech*, 2017.

PEDRO, J.; SILVEIRA, C.; JOSÉ, P.; NETO, S.; Vinicius De Paula, M.; Rodrigues De Souza, R.; ANDRÉ, T.; BARROS, S.; FILHO, E. R. Evaluation of bidirectional dc-dc converter topologies for voltage regulation in hybrid microgrids with photovoltaic and battery technologies. *13th IEEE International Conference on Industry Applications*, 2018.

PINTO, V. P. **Controladores robustos LQG/LTR com ação integral aplicados ao controle de geradores eólicos interligados ao sistema de distribuição de energia elétrica baseados em máquina de indução duplamente alimentada.** 2012. 170 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza - CE, 2012.

PRIETO, M. A. P. **Análise de Turbinas Eólicas Conectadas ao Sistema Elétrico Equipadas com Geradores Síncronos a Ímãs Permanentes.** 2014. 140 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo - USP, São Paulo - SP, 2014.

RAHIMI, M.; ASADI, M. Control and dynamic response analysis of full converter wind turbines with squirrel cage induction generators considering pitch control and drive train dynamics. *Electrical Power and Energy Systems* 108 (2019) 280–292 - Elsevier, 2019.

REIS, J. M. V. d. S. **Comportamento dos geradores eólicos síncronos com conversores diante de curto-circuitos no sistema.** 2013. 168 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 2013.

REKIOUA, D. **Wind Power Electric Systems: Modeling, Simulation and Control.** [S. l.]: New York: Springer, 2014. v. 1 ed.

RIBEIRO, R. L. d. A.; AZEVEDO, C. C.; SOUSA, R. M. A robust adaptive control strategy of active power filters for power-factor correction, harmonic compensation, and balancing of nonlinear loads. *IEEE Transactions on Power Electronics*, [s. l.], v. 27, n. 2, p. 718–730, 2012.

RITCHIE, H.; ROXER, M. Co2 and ghg emissions by sector. *Our World in Data*, England, 2020.

ROCHA, M. A. **Modelagem e Controle de Gerador de Indução Duplamente Alimentado para Estudo de Sistema de Geração Eólica.** 2018. 157 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Bauru - SP, 2018.

ROSEMBACK, R. H. **Conversor CC-CC bidirecional buck-boost atuando como controlador de carga de baterias em um sistema fotovoltaico.** 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora - MG, 2004.

SALLES, M. B. D. C. **Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo - USP, São Paulo - SP, 2009.

SAMAL, S.; Department of Electrical Engineering , Veer Surendra Sai University of Technology, Burla, Sambalpur – 768018, Odisha, India; HOTA, P. K.; Department of Electrical Engineering , Veer Surendra Sai University of Technology, Burla, Sambalpur – 768018, Odisha, India. Harmonics Mitigation of a Microgrid System using Modified SRF-UPQC Method. **Indian Journal of Science and Technology**, v. 10, n. 16, p. 1–10, 2017. ISSN 0974-5645, 0974-6846.

SATPATHY, A.; KASTHA, D.; KISHORE, N. K. Vienna Rectifier-Fed Squirrel Cage Induction Generator Based Stand-Alone Wind Energy Conversion System. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 36, n. 9, p. 10186–10198, 2021. ISSN 0885-8993, 1941-0107.

SEKHAR, N.; KUMARESAN, N. Operation and control of a stand-alone power system with integrated multiple renewable energy sources. **Wind Engineering**, v. 46, n. 1, p. 221–239, 2022. ISSN 0309-524X, 2048-402X.

SERRA, N. M. E. T.; ORLANDO, A. d. F.; MOSSÉ, A. Armazenamento de energia: situação atual, perspectivas e recomendações. *Com. Energ. da Acad. Nac. Eng.*, p. 1–46, 2016, 2016.

SILVA, J. N. B. d. **Modelagem e simulação da máquina de indução de dupla alimentação em cascata sem escovas.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro - RJ, 2009.

SINGH, B.; AL-HADDAD, K.; CHANDRA, A. A review of active filters for power quality improvement. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, [s. l.], v. 46, n. 5, p. 960–971, 1999.

SINGH, M.; CHANDRA, A. Control of pmsg based variable speed wind-battery hybrid system in an isolated network. *IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2009.

SOUZA, R. R.; MOREIRA, A. B.; BARROS, T. A. S.; FILHO, E. R. A proposal for a wind system equipped with a doubly fed induction generator using the conservative power theory for active filtering of harmonics currents. *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 164, pp. 167–177, 2018.

SUBANTH, W. A.; SUJA, M. M. R.; AHILAN, T. Wind connected distribution system with intelligent controller based compensators for power quality issues mitigation. **Electric Power Systems Research**, v. 217, p. 109103, 2023. ISSN 03787796.

TAVEIROS, F.; BARROS, L.; COSTA, F. Back-to-back converter state-feedback control of dfig (doubly-fed induction generator)-based wind turbines. *Energy* 89 (2015) 896-906, 2015.

TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A.; DEKKICHE, A.-I. A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles. *Vehicle Power and Propulsion Conference, VPPC IEEE*, pages 284–289, 2007.

ULLAH, Z.; WANG, S.; WU, G.; XIAO, M.; LAI, J.; ELKADEEM, M. R. Advanced energy management strategy for microgrid using real-time monitoring interface. **Journal of Energy Storage**, v. 52, p. 104814, 2022. ISSN 2352152X.

UNIVERSITY, B. **Definitions of bateries**. [s. n.], 2022. Disponível em: <http://batteryuniversity.com>. Acesso em: 20 set. 2022.

VOLTOLINI, H. **Modelagem e Controle de Geradores de Indução Duplamente Alimentados com Aplicação em Sistemas Eólicos**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis - SC, 2007.

VOLTOLINI, H.; GRANZA, M. H.; IVANQUI, J.; CARLSON, R. Modeling and simulation of the wind turbine emulator using induction motor driven by torque control inverter. *10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, 2012.

VORPERIAN, V. Simplified analysis of pwm converters using the model of the pwm switch: Parts i and ii. *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.* AES-26, 490–505, 1990.

VORPERIAN, V.; TYMERSKI, R.; LEE, F. Equivalent circuit models for resonant and pwm switches. *IEEE Trans. Power Electron.* 4, 205–214, 1989.

WWEA, W. W. E. A. **World wind energy report 2021**. [s. n.], 2022. Disponível em: <https://wwindea.org/world-market-for-wind-power-saw-another-record-year-in-2021-973-gigawatt-of-new-capacity-added>. Acesso em: 02 set. 2022.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications**. [S. l.]: John Wiley Sons, 2010. S.l.

ZARGARI, N.; KOURO, S.; WU, B.; LANG, Y. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. [S. l.]: Wiley-IEEE Press, 2011. s. l.

APÊNDICE A – PARÂMETROS DA TURBINA E DO GIGE

Tabela 6 – Parâmetros da turbina eólica.

Variáveis	Valores
Potência mecânica nominal	16000 W
Velocidade de vento máxima	12 m/s
Número de pás	3
Raio	3,1 m
Ângulo da velocidade da pá λ_t	8,0
Ângulo de passo da turbina β_t	0°
Coeficiente de potência C_p	0,50
Fator da caixa de engrenagens	4,5

Tabela 7 – Parâmetros do GIGE.

Variáveis	Valores
Potência nominal	15000 W
Tensão nominal	460 V
Frequência nominal	60 Hz
Par de polos	2
R_e	0,2761 Ω
R_r	0,1645 Ω
L_e	0,0783 H
L_r	0,0783 H
L_m	0,07614 H
L_{le}	0,002191 H
L_{lr}	0,002191 H
σ_e	0,028776
σ_r	0,02877
σ	0,0552
τ_e	0,2837 s
τ_r	0,4762 s
τ_i	1 ms

APÊNDICE B – PARÂMETROS DA BATERIA E DO CONVERSOR CC-CC

Tabela 8 – Parâmetros do conversor eletrônico CC-CC.

Variáveis	Valores
Tensão de entrada	250 V
Tensão de saída	800 V
Ciclo de trabalho do conversor	0,6875
Indutância do conversor	1 mH
Frequência de chaveamento	10000 H
Chave utilizada	Ideal - IGBT

Tabela 9 – Parâmetros do conversor eletrônico CC-CC.

Variáveis	Valores
Energia nominal	15000 kWh
Tensão nominal	250 V
Capacidade nominal	60 Ah
Tensão em carga total	290,99 V
Corrente nominal de descarga	26,10 A
Resistência interna	0,042 Ω
Estado inicial de carga	80 %
Capacidade na tensão nominal	56,26 Ah
Tecnologia banco de baterias	Íon de Lítio

APÊNDICE C – PARÂMETROS DO BACK-TO-BACK, CARGA NÃO-LINEAR E DA REDE ELÉTRICA

Tabela 10 – Parâmetros do conversor eletrônico de potência *Back-to-Back*.

Variáveis	Valores
Capacitância do barramento CC	3500 μ F
Tensão barramento CC	700 V
Frequência de chaveamento do PWM do CLR e CLG	10000 Hz
Chave utilizada	Ideal - IGBT

Tabela 11 – Parâmetros do retificador trifásico - carga não-linear.

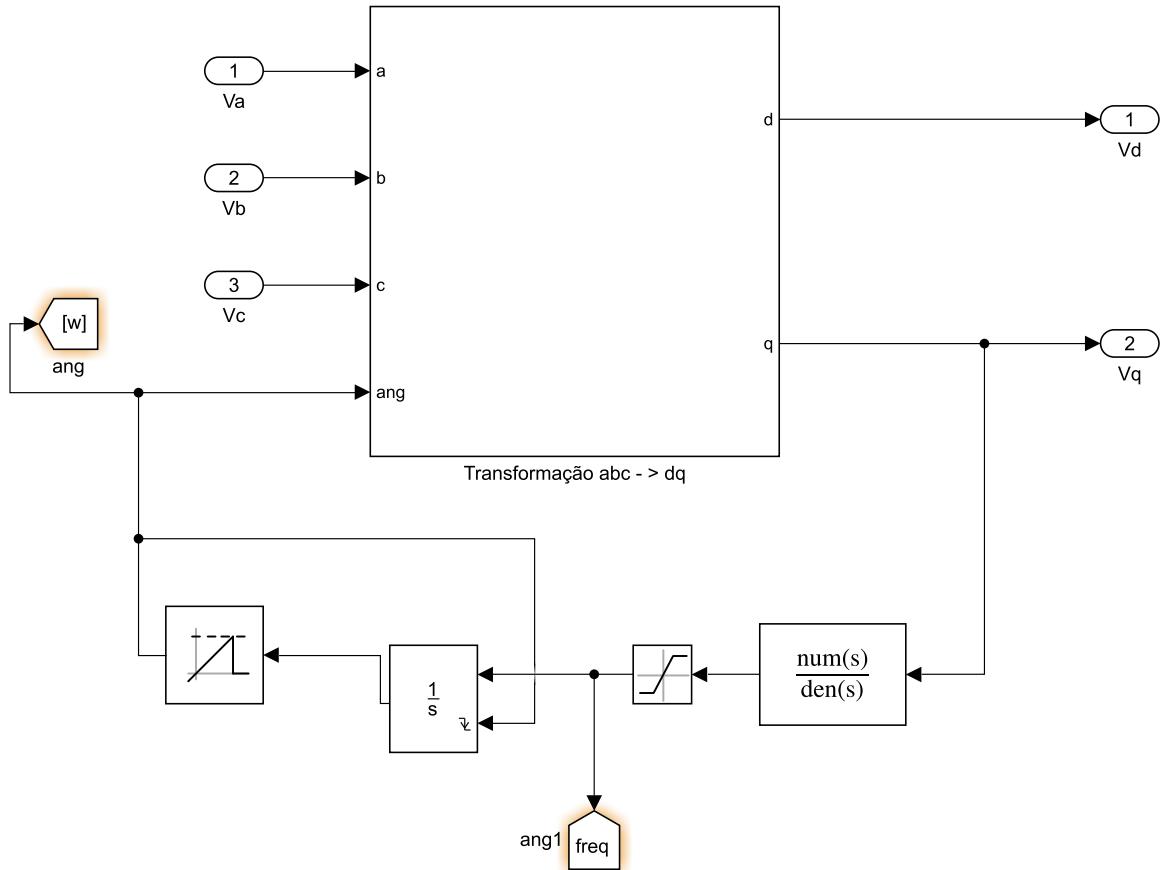
Variáveis	Valores
Indutância de carga do retificador	2 mH
Resistência de carga do retificador	10 Ω
Potência aparente	28,50 kVA
Potência ativa	18,76 kW
Potência reativa	21,45 kVAr

Tabela 12 – Parâmetros do lado da rede elétrica.

Variáveis	Valores
Tensão da rede elétrica linha-linha	380 V
Frequência da rede elétrica	60 Hz
Indutância série da rede elétrica	0,1 mH
Resistência série da rede elétrica	0,04 Ω
Indutância de acoplamento	6 mH
Resistência do indutor de acoplamento	0,8 Ω

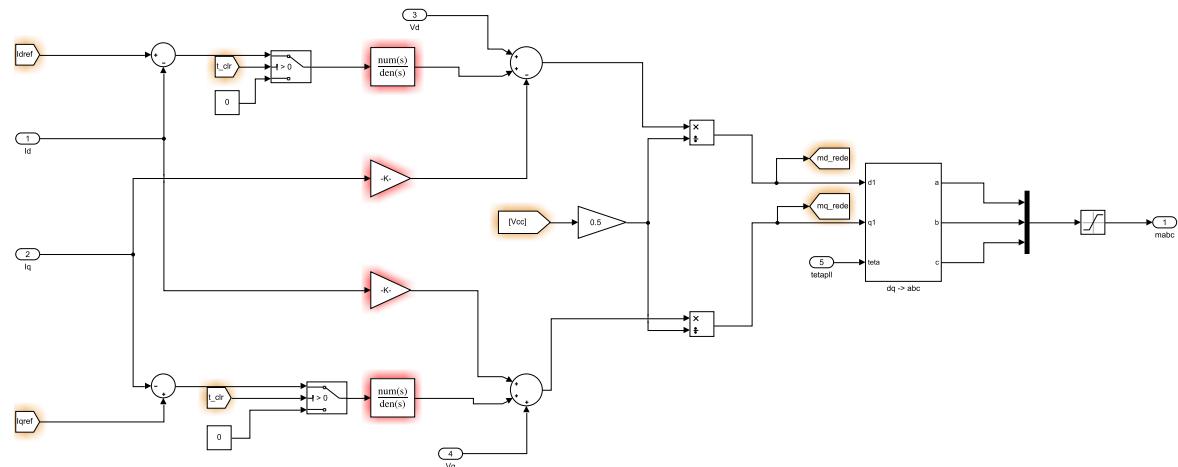
APÊNDICE D – SISTEMA DE CONTROLE DO CLR

Figura 86 – PLL implementado no software MatLab/Simulink.



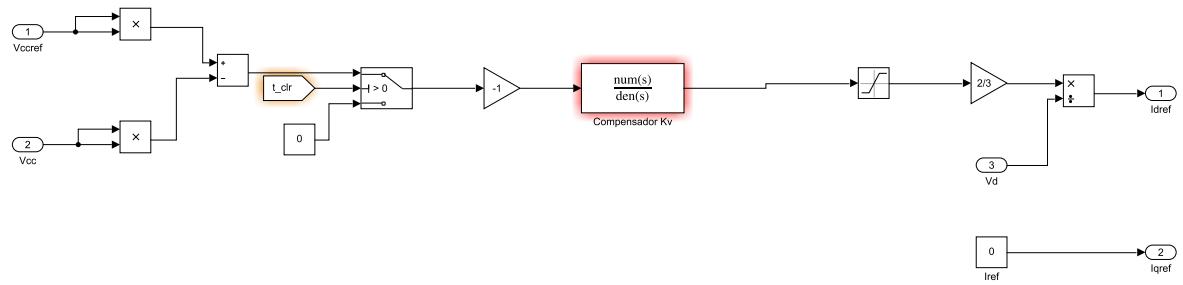
Fonte: O autor.

Figura 87 – Sistema de controle de corrente do CLR implementado no software MatLab/Simulink.



Fonte: O autor.

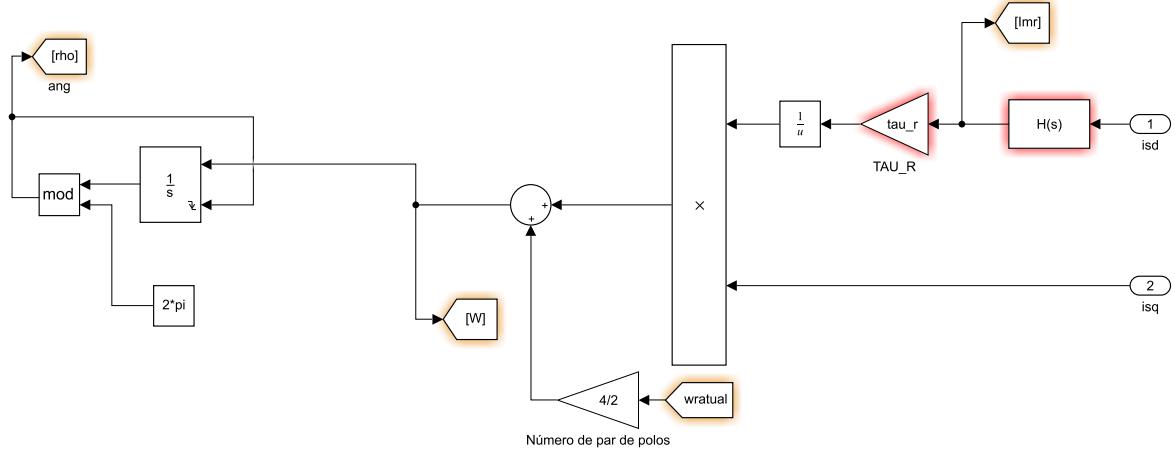
Figura 88 – Controle de tensão do barramento CC implementado no software MatLab/Simulink.



Fonte: O autor.

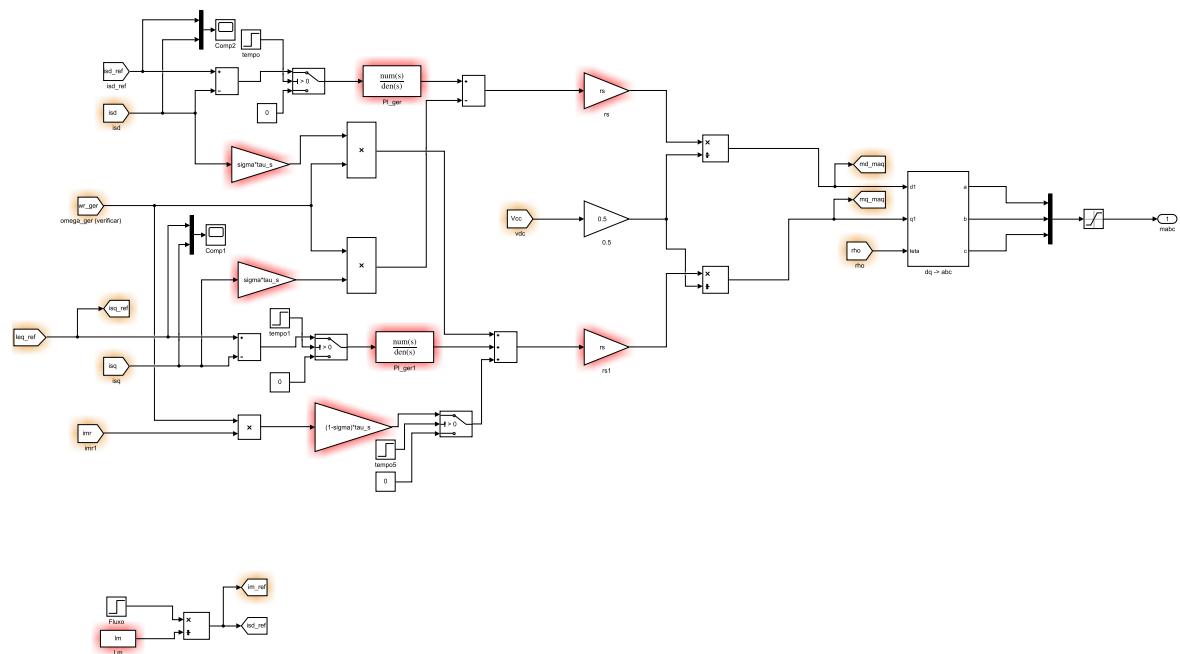
APÊNDICE E – SISTEMA DE CONTROLE DO CLG

Figura 89 – Observador de fluxo implementado no software MatLab/Simulink.



Fonte: O autor.

Figura 90 – Sistema de controle de corrente do CLG implementado no software MatLab/Simulink.



Fonte: O autor.