

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

CAMILA ROSSI SCALABRIN

**ESTUDO DO GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃS PERMANENTES PARA USO EM
GERAÇÃO EÓLICA**

JOINVILLE

2016

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

CAMILA ROSSI SCALABRIN

**ESTUDO DO GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃS PERMANENTES PARA USO EM
GERAÇÃO EÓLICA**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Bacharelado em Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade do Estado de Santa Catarina, para a obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. José de Oliveira

Coorientador: Prof. Dr. Ademir Nied

JOINVILLE

2016

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus, que me concedeu a vida e a oportunidade de estar concluindo este trabalho. Ao Espírito Santo, que me concedeu os dons necessários para realizar esta faculdade e, sobre tudo, este trabalho. E ao Sagrado Coração de Jesus, que sempre me amparou nos momentos de dificuldades.

Agradeço aos meus pais que, com muito esforço, me proporcionaram condições de cursar uma faculdade. A minha mãe que sempre me mostrou o seu grande amor por gestos concretos e a meu pai, que mesmo analfabeto, me ensinou as principais coisas da vida, foi para ti pai, que consegui acabar esta faculdade. Ao, Arthur, meu noivo, que me amparou emocionalmente e com grande ajuda em toda a graduação. Quantas assuntos da faculdade que eu só consegui entender comentando contigo, ou com as suas simples explicações. Agradeço por sua enorme paciência comigo e por ser um anjo colocado por Deus no meu caminho.

Agradeço a universidade do estado de Santa Catarina (UDESC) que me ensinou a ser uma engenheira, a ter senso crítico e saber onde procurar o conhecimento. A todos os meus professores, em especial ao professor José que me orientou sabiamente neste trabalho. Dedicou muito mais do que uma hora por semana para me ajudar. Sabia das minhas dúvidas sobre o trabalho antes mesmo de eu mesma saber que as tinha. Foi o melhor orientador que eu nem sonhava ter.

Agradeço a empresa WEG que cedeu seus funcionários para uma palestra esclarecedora na semana das engenharias, agradeço ao palestrante, Gustavo Violato, que se colocou a disposição para responder todas as minhas dúvidas e me levou à busca do conhecimento.

Agradeço aos colegas do laboratório que sempre que necessitei estavam disponíveis para me auxiliar.

Agradeço aos membros da banca que dispuseram tempo e dedicação para avaliar esse trabalho e realizar suas contribuições.

Agradeço a todos os Brasileiros que, através de seus impostos, pagaram a minha graduação.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo estudar a tecnologia atualmente empregada em sistemas de geração eólica. Apresenta-se assim um estudo a respeito dos sistemas de geração eólica, do histórico desse tipo de geração, da modelagem mecânica das turbinas, do processo de extração de potência do vento, sobretudo, dos processos elétricos envolvidos, utilizando geradores síncronos de ímãs permanentes. Dentre tais processos elétricos, aborda-se no presente texto a modelagem do gerador síncrono de ímãs permanentes, a modelagem do conversor estático de potência e o projeto de controladores de tensão e corrente, que indiretamente, controlam o fluxo de potência. O conversor de potência estudado foi o retificador trifásico bidirecional. Nesse estudo, a principal variável controlada foi o nível de tensão em cima deste barramento CC, em um controle cascata, com malha interna de corrente. A malha de corrente foi controlada utilizando a transformação dq . Foram estudadas duas estratégias de modulação para acionar o retificador: a estratégia de modulação em baixa frequência e a modulação por largura de pulso. Para ampliar o estudo, realizaram-se diversas simulações numéricas com o *software Scilab*. Tais simulações utilizaram um modelo de motor CC para emular o vento (ou seja, gerar dinâmicas mecânicas de rotação e torque). Os resultados de simulação permitiram avaliar parâmetros como fluxo de potência, comportamento dinâmico de corrente, torque, rotação e tensão de barramento.

Palavras-chave: PMSG, variáveis dq , retificador trifásico bidirecional, geração de energia eólica, geração eólica

LISTA DE FIGURAS

1.1	Moinho de vento	19
1.2	Embarcação movida à vela	19
1.3	Moinho de vento de Charles Brish	20
1.4	Geração de energia eólica por país	21
1.5	Células de Hadley	22
2.1	Capacidade de potência instalada mundial	26
2.2	Potência instalada e fator de capacidade mundial	27
2.3	Potência instalada por país	28
2.4	Dados mundiais até 2014	28
2.5	Capacidade instalada por região mundial	29
2.6	Capacidade instalada na américa latina	29
2.7	Preço dos leilões	30
2.8	Geração eólica no sistema interligado nacional (SIN) nos últimos três anos	31
2.9	Atuação da geração eólica no sistema interligado nacional (SIN)	31
2.10	Operação complementar da geração hídrica com a geração eólica	32
2.11	Potência instalada, geração verificada e fator de capacidade por estados	32
2.12	Potência instalada por estado dados de (2014)	33
2.13	Geração eólica por estado	33
2.14	Geração eólica por estado em um ano	34
2.15	Geração eólica em Santa Catarina	34
3.1	Usina eólica e suas partes	36
3.2	Tipos de aerogeradores	37
3.3	Eficiência dos tipos mais comuns de aerogeradores	38
3.4	Velocidade do vento antes e depois da turbina	40
3.5	Velocidade da ponta das pás (TSR)	41
3.6	Sistema utilizando o controle de conjugado ótimo, para rastreamento de MPPT	43
3.7	Sistema utilizando o controle por realimentação do sinal de potência, para rastreamento de MPPT	44
4.1	Processo de conversão de energia	47
4.2	Modelo eletromagnético do transformador	48
4.3	Modelo eletromagnético de um contator.	48
4.4	Circuito elétrico equivalente do gerador síncrono de ímãs permanentes	51
4.5	Circuito equivalente do gerador em transformada dq.	54

4.6	Principais funções dos conversores chaveados	56
4.7	Principais topologias dos conversores chaveados	56
4.8	Retificador trifásico bidirecional	57
4.9	Modulação PWM	59
4.10	Modulação SVM	60
4.11	Malha aberta e malha fechada	61
4.12	Plano complexo	62
4.13	Análise da resposta de um sistema de segunda ordem	63
5.1	Circuito modelado para a simulação do PMSG em malha aberta	65
5.2	Resultados da simulação do PMSG em malha aberta	67
5.3	Diagrama de blocos somente da malha de corrente	69
5.4	Resultados da simulação do PMSG com controle das correntes	70
5.5	Resultados da simulação do PMSG com controle das correntes variáveis dq	70
5.6	Comparação entre as correntes de fase utilizando a modulação de baixa frequência ou a modulação PWM	72
5.7	Resultados da simulação do retificador trifásico bidirecional com modulação de baixa frequência	72
5.8	Diagrama de blocos da simulação do retificador trifásico bidirecional com modulação PWM	73
5.9	Resultados da simulação do retificador trifásico bidirecional com modulação PWM	74
5.10	Comparação entre as modulações de baixa frequência e PWM	74
5.11	Diagrama de blocos do sistema simulado completo	75
5.12	Resultados da simulação do sistema completo	77
5.13	Resultados da simulação do sistema completo variáveis dq	77
5.14	Resultados da simulação do sistema completo variáveis relacionadas ao PWM	78
5.15	Resultados da simulação do sistema completo com velocidade em rampa	79

LISTA DE TABELAS

1.1 Classe de energia eólica	22
3.1 Comparação de configuração de turbinas eólicas	46
4.1 Modulação Six-step	59
4.2 Vetores da modulação SVM	60
4.3 Qualidade do sistema	62
5.1 Parâmetros PMSG	66
5.2 Parâmetros da carga utilizada na simulação do PMSG em malha aberta	66
5.3 Ganhos dos controladores de corrente	68
5.4 Parâmetros referentes a simulação do retificador trifásico bidirecional com a modulação de baixa frequência.	71
5.5 Parâmetros referentes a simulação do retificador trifásico bidirecional com a modulação PWM	73
5.6 Parâmetros referentes a simulação completa do sistema	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	Antes de Cristo
ANEEL	Agência nacional de energia elétrica
BA	Estado da Bahia
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CE	Estado do Ceará
DC	Depois de Cristo
DFIG	<i>Double-fed induction generator</i> - Gerador de indução duplamente alimentado
FC	Fator de capacidade
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i> - Conselho global de energia eólica
MPP	<i>Maximum power point</i> - do ponto de máxima potência
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i> - Rastreamento do ponto de máxima potência
NASA	<i>National aeronautics and space administration</i> - Administração nacional da aeronáutica e espaço
PB	Estado da Paraíba
PE	Estado de Pernambuco
PI	Proporcional integral
PMSG	<i>Permanent magnet synchronous generator</i> - Gerador síncrono de ímãs permanentes
PR	Estado do Paraná
PROINFA	Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica
PWM	<i>Pulse width modulation</i> - Modulação por largura de pulso
RJ	Estado do Rio de Janeiro

RN	Estado do Rio Grande do Norte
RS	Estado do Rio Grande do Sul
SC	Estado de Santa Catarina
SCIG	<i>Squeal cage induction generator</i> - Gerador de indução em gaiola de esquilo
SE	Estado de Sergipe
SIN	Sistema interligado nacional
SVM	<i>Space vector modulation</i> - Modulação vetorial
TSR	Razão da velocidade de ponta
UF-PI	Estado do Piauí
USA	<i>United States of America</i> - Estados Unidos
WEG	Empresa catarinense de máquinas elétricas
WRSG	<i>Wound rotor synchronous generator</i> - Gerador síncrono de rotor bobinado

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Eixo referente à fase A
b	Eixo referente à fase B
b_{mcc}	Atrito viscoso do motor CC
c	Eixo referente à fase C
d	Eixo referente à componente d da transformada de Park
e_a	Força contra eletromotriz da fase a
e_b	Força contra eletromotriz da fase b
e_c	Força contra eletromotriz da fase c
f	Frequência da rede
f_s	Frequência de chaveamento
g	Aceleração da gravidade
h	Altitude do vento acima do nível do mar
i_a	Corrente na fase A do gerador
i_b	Corrente na fase B do gerador
i_c	Corrente na fase C do gerador
i_d	Corrente na componente d da transformada de Park
i_d^*	Corrente na componente d da transformada de Park de referência
i_q	Corrente na componente q da transformada de Park
i_q^*	Corrente na componente q da transformada de Park de referência
j_{cc}	Momento de inércia do motor CC
k_e	Constante de força contra eletromotriz do gerador
k_{ecc}	Constante de força contra eletromotriz do motor CC
k_i	Ganho controlador integral

k_{icc}	Ganho controlador integral do motor CC
k_{id}	Ganho controlador integral para o eixo d
k_{iv}	Ganho controlador integral para o controle de tensão
k_{iq}	Ganho controlador integral para o eixo q
k_p	Ganho controlador proporcional
k_{pcc}	Ganho controlador proporcional do motor CC
k_{pd}	Ganho controlador proporcional para o eixo d
k_{pv}	Ganho controlador proporcional para o controle de tensão
k_{pq}	Ganho controlador proporcional para o eixo q
l_{cc}	Indutância do motor CC
m	Massa
n	Número de rotação que a pá faz em 1 s
p	Potência instantânea
p_d	Polo desejado
q	Eixo referente a componente q da transformada de Park
r	Raio da pá
r_{cc}	Resistência do motor CC
r_s	Raio de varredura
s	Operador complexo de Laplace
t	Tempo
t_d	Tempo de atraso
t_p	Tempo de pico
t_r	Tempo de subida
t_s	Tempo de acomodação
u	Ação de controle

u_a^*	Ação de controle da fase A
u_b^*	Ação de controle da fase B
u_c^*	Ação de controle da fase C
u_d	Ação de controle do eixo d
u_q	Ação de controle do eixo q
v	Velocidade
v_a	Tensão na fase A do gerador
v_a^*	Tensão na fase A de referência
v_{an}	Tensão do ponto a até o ponto n
v_b	Tensão na fase B do gerador
v_b^*	Tensão na fase B de referência
v_{bn}	Tensão do ponto b até o ponto n
v_c	Tensão na fase C do gerador
v_c^*	Tensão na fase C de referência
v_{CC}	Tensão no barramento CC
$v_{CC}(1)$	Condição inicial da tensão no barramento CC
v_{CC}^*	Tensão no barramento CC de referência
v_{cn}	Tensão do ponto c até o ponto n
v_d	Tensão eixo d transformada de Park
v_{in}	Velocidade de entrada na turbina
v_{out}	Velocidade de saída na turbina
v_{p0}	Vetor referente ao ponto 0
v_{p1}	Vetor referente ao ponto 1
v_{p2}	Vetor referente ao ponto 2
v_{p3}	Vetor referente ao ponto 3

v_{p4}	Vetor referente ao ponto 4
v_{p5}	Vetor referente ao ponto 5
v_{p6}	Vetor referente ao ponto 6
v_{p7}	Vetor referente ao ponto 7
v_q	Tensão eixo q transformada de Park
v_r	Vetor de referência
v_t	Velocidade da turbina
v_{tip}	Velocidade na ponta da pá
v_{CC}	Tensão no barramento
v_α	Tensão eixo α transformada de Clark
v_β	Tensão eixo β transformada de Clark
z_d	Zero desejado
A_s	Área de varredura das pás
B_m	Atrito viscoso do gerador
C_{CC}	Capacitor do barramento CC
C_g	Constante específica do gás para o ar
E	Erro da malha de controle
E_C	Energia cinética
E_{C_t}	Energia cinética da turbina
G	Função de transferência
J_m	Momento de inércia da máquina
K	Ganho da planta
L	Indutância
L_a	Indutância própria da fase A do gerador
L_b	Indutância própria da fase B do gerador

L_c	Indutância própria da fase C do gerador
L_C	Indutância de carga
L_{eq}	Indutância equivalente
L_d	Indutância da componente d da transformada de Park
L_m	Indutância relacionada a variação da posição do rotor
L_q	Indutância da componente q da transformada de Park
L_0	Indutância fixa
M_{ab}	Indutância mútua entre as fases A e B gerador
M_{ac}	Indutância mútua entre as fases A e C gerador
M_{bc}	Indutância mútua entre as fases B e C gerador
M_p	Máximo sobre-sinal
N_p	Número de polos do gerador
P_{at}	Pressão atmosférica padrão ao nível do mar
P_{cu}	Perdas no cobre
P_e	Potência elétrica do gerador
P_g	Potência convertida da forma mecânica
P_L	Potência do meio magnético
P_m	Potência mecânica
$P_{m\acute{a}x}$	Potência máxima
P_{in}	Potência de entrada da turbina
P_{out}	Potência de saída da turbina
P_t	Potência mecânica que atinge a turbina
R	Resistência
R_C	Resistência de carga
R_{CC}	Resistência do barramento CC

R_s	Resistência do estator
S_1	Interruptor eletrônico 1
S_2	Interruptor eletrônico 2
S_3	Interruptor eletrônico 3
T	Temperatura do ar
TSR	Razão da velocidade de ponta
T_{dq0}	Transformada de Park
$[T_{dq0}]^{-1}$	Transformada inversa de Park
$T_{\alpha\beta 0}$	Transformada de Clark
$[T_{\alpha\beta 0}]^{-1}$	Transformada inversa de Clark
W	Trabalho
α	Eixo referente a componente α da transformada de Clark
β	Eixo referente a componente β da transformada de Clark
γ	Ângulo de amortecimento do sistema
δ	Densidade do vento
ζ	Coefficiente de amortecimento do sistema
η_t	Rendimento da turbina
$\eta_{t(máx)}$	Rendimento máximo da turbina
θ	Ângulo da direção do vento
θ_e	Ângulo da posição elétrica do rotor
π	Constante matemática
ρ	Densidade específica
σ	Valor real do plano complexo
τ_e	Torque elétrico
τ_m	Torque mecânico

$\tau_{m\acute{a}x}$	Torque máxima
ϕ_a	Fluxo gerado na fase A
ϕ_b	Fluxo gerado na fase B
ϕ_c	Fluxo gerado na fase C
ϕ_d	Fluxo componente d da transformada de Park
ϕ_q	Fluxo na componente q da transformada de Park
ϕ_{pm}	Fluxo decorrente do ímã
ϕ_{pm_a}	Fluxo decorrente do ímã na fase A
ϕ_{pm_b}	Fluxo decorrente do ímã na fase B
ϕ_{pm_c}	Fluxo decorrente do ímã na fase C
ω	Velocidade da turbina
ω_e	Velocidade angular elétrica do gerador
ω_d	Frequência amortecida do sistema
ω_m	Velocidade angular mecânica do gerador
ω_{mf}	Frequência de corte
$\omega_{mf,d}$	Frequência de corte desejada
ω_n	Frequência natural do sistema
$\omega_{ref_{cc}}$	Velocidade mecânica de referência para o controle do motor CC
ω_t	Velocidade angular mecânica da turbina

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	HISTÓRIA DA GERAÇÃO EÓLICA	18
1.2	O VENTO	21
1.3	OBJETIVOS DO TRABALHO	23
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	23
2	IMPORTÂNCIA DA ENERGIA EÓLICA NO SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA	25
2.1	ENERGIA EÓLICA NO MUNDO	26
2.2	ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	30
3	ESTUDO DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO	35
3.1	USINA E PARQUES EÓLICOS	35
3.2	TURBINAS EÓLICAS	36
3.2.1	Turbinas de eixo horizontal	37
3.2.2	Turbinas de eixo vertical	37
3.3	POTÊNCIA DA TURBINA	38
3.4	SISTEMAS DE GERAÇÃO	44
3.4.1	Gerador de indução em gaiola de esquilo	44
3.4.2	Gerador de indução duplamente alimentado	45
3.4.3	Gerador síncrono de ímãs permanentes	45
3.5	RESUMO DO CAPÍTULO	46
4	MODELAGEM DO SISTEMA	47
4.1	IDEIAS GERAIS SOBRE MÁQUINAS ELÉTRICAS	47
4.1.1	Máquinas estáticas	47
4.1.2	Máquinas translacionais	48
4.1.3	Máquinas rotativas	49
4.2	MODELAGEM DE GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃS PERMANENTES	49
4.2.1	Modelo trifásico PMSG	50
4.2.2	Transformações de Clark e Park	52
4.2.3	Potência elétrica e conjugado elétrico	54
4.3	CONVERSORES DE POTÊNCIA	55

4.4	RETIFICADOR TRIFÁSICO BIDIRECIONAL	57
4.4.1	Modelo do retificador	57
4.4.2	Modulações	58
4.5	CONTROLE DE SISTEMAS	61
4.5.1	Definições e noções básicas	61
5	SIMULAÇÃO	65
5.1	PROJETO E SIMULAÇÃO DOS CONTROLADORES DE CORRENTE	67
5.2	PROJETO E SIMULAÇÃO DO RETIFICADOR TRIFÁSICO BIDIRECIONAL SEM A INTEGRAÇÃO AO SISTEMA	71
5.3	SIMULAÇÃO COMPLETA	74
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	81
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83

1 INTRODUÇÃO

A energia eólica é definida como a energia cinética de translação contida nas massas de ar em movimento (vento). Entre as aplicações encontradas pela humanidade ao longo dos séculos, para esse tipo de energia, destacam-se: a impulsão de velas em navios, a rotação de moinhos em silos de trigo e, até mesmo, o deslocamento de certos veículos aéreos, como balões. Mais recentemente, após a crise do petróleo dos anos de 1970, essa energia foi considerada como fonte alternativa para a produção de energia elétrica (ANEEL, 2016).

1.1 HISTÓRIA DA GERAÇÃO EÓLICA

A energia eólica tem sido aproveitada desde a antiguidade para mover os barcos impulsionados por velas ou para fazer funcionar a engrenagem de moinhos, ao mover as suas pás. Acredita-se que os egípcios, em torno do ano 2800 AC, foram os primeiros a utilizar o vento em velas para ajudar a força dos remos dos escravos, segundo a Secretaria de Estado de Energia, da indústria naval e do petróleo (2005). As velas eram empregadas para ajudar o trabalho da força animal em tarefas como moagem de grãos e bombeamento de água. Poucos séculos antes de Cristo, os persas começaram a usar a força do vento. Os primeiros moinhos apenas de vento apareceram na Pérsia desde, pelo menos, no ano de 700 DC (ANEEL, 2016).

O uso de moinhos tornou-se comum no Médio Oriente e na Ásia Central. Por volta do ano 1000 (WIKIPEDIA, 2016b), os moinhos eram usados para bombear água do mar até as salinas na China e na Sicília, e a partir do século XI, foram usados intensivamente na Europa ocidental na moagem de farinha e na drenagem de terras alagadas para cultivo ou construção, sobretudo nos Países Baixos (WIKIPEDIA, 2016c). Na Figura 1.1, tem-se um exemplo dos moinhos empregados na época. Como exemplo da utilização da energia eólica para mover embarcações mostra-se a Figura 1.2.

Em 1863, nos Estados Unidos, iniciou-se a utilização de cataventos múltipá para o bombeamento de água segundo a Secretaria de Estado de Energia, da indústria naval e do petróleo (2005).

Em 1887, foi construído o primeiro moinho de vento com o intuito de gerar energia elétrica, pelo professor escocês James Blyth. Este moinho tinha uma torre de 10 m de altura e era empregada apenas para a iluminação da casa de campo do professor, segundo ANEEL (2016).

Em Cleveland, Ohio (USA), foi projetado um moinho de vento por Charles F. Brush e construído entre 1887 e 1888, conforme observado na Figura 1.3. O projeto continha um

gerador com um rotor de 17 m de diâmetro, com 144 lâminas, sobre uma torre de 18 m de altura, para uma potência de 12 kW. Sua finalidade era o carregamento de baterias, segundo ANEEL (2016).

Figura 1.1 – Moinho de vento



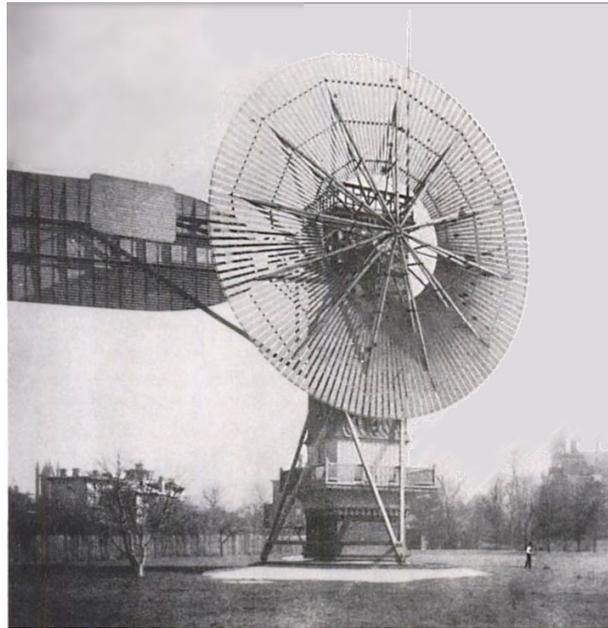
Fonte: Retirado de Barbosa (2015).

Figura 1.2 – Embarcação movida à vela



Fonte: Retirado de Revista Mundo Estranho (2011).

Figura 1.3 – Moinho de vento de Charles Brush



Fonte: Retirado de Righter (2008).

Do final do século IX até 1970, os aerogeradores, eram utilizados quase que exclusivamente em fazendas isoladas. Onde a rede elétrica de geração chegava, os aerogeradores entravam em desuso e eram abandonados, segundo ANEEL (2016).

Em 1973, ocorreu o primeiro grande aumento do preço do petróleo. Com, isso os Estados Unidos, junto com a NASA, implementaram um programa de projeto e desenvolvimento de turbinas comerciais. Esse programa rendeu 13 diferentes projetos de turbinas multi-megawatt. Além disso, a produção científica dessa pesquisa rendeu muitos avanços tecnológicos como controle de pitch-span parcial, geradores de velocidade variável, materiais de lâminas compostas, torres de tubos de aço, bem como projetos de engenharia aerodinâmica, estrutural e acústica. Entretanto, com a queda do preço do petróleo a partir de 1986, muitos dos fabricantes de turbinas, de grande e pequeno porte, deixaram o negócio, segundo ANEEL (2016).

A primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública foi instalada em 1976, na Dinamarca, segundo a Secretaria de Estado de Energia, da indústria naval e do petróleo (2005).

Com o vislumbramento de implantar soluções sustentáveis na área energética, ressurgiu o interesse nessa forma de geração de energia, pois trata-se de uma energia renovável e limpa.

Na Figura 1.4, pode-se analisar como a geração de energia eólica cresceu por país em cada século e nos últimos anos.

Figura 1.4 – Geração de energia eólica por país

Mundo – Geração Eólica por País (%) e TWh

País	1980	1990	2000	2010	2012	2013	2014	2015
EUA	-	77,4	17,9	28,0	27,0	26,3	25,6	22,9
China	-	0,1	1,9	13,1	18,2	21,9	22,3	22,0
Alemanha	-	2,0	30,2	11,1	9,6	8,0	8,0	10,5
Espanha	-	0,4	15,0	12,9	9,4	8,4	7,3	5,9
Índia	-	0,8	5,0	5,8	5,7	5,2	5,2	4,9
Reino Unido	-	0,2	3,0	3,0	3,8	4,4	4,5	4,8
Canadá	-	0,1	0,8	2,5	2,6	2,6	1,6	2,9
Brasil	-	-	0,1	0,7	1,0	1,0	1,7	2,6
França	-	0,0	0,2	2,8	2,7	2,4	2,3	2,4
Suécia	-	0,2	1,5	1,0	1,4	1,5	1,6	2,0
Itália	-	0,1	1,8	2,7	2,5	2,3	2,1	1,7
Outros	100,0	18,8	22,5	16,6	16,1	15,9	17,9	17,4
Mundo (%)	100,0							
Mundo (TWh)	0,011	3,6	31,5	341,5	526,5	643,7	716,5	841,2
%/total*	-	0,0	0,2	1,6	2,3	2,8	3,0	3,5

* % sobre a geração mundial de energia elétrica

Fonte: Retirado de ANEEL (2016).

1.2 O VENTO

Como os "combustíveis" da geração eólica são os ventos, há um alto interesse em entender seu comportamento. Conceitualmente, define-se vento como o ar atmosférico em movimento natural ou como o fluxo de gases em grande escala, ocorrendo como consequência do aquecimento não homogêneo da atmosfera terrestre (WIKIPEDIA, 2016b).

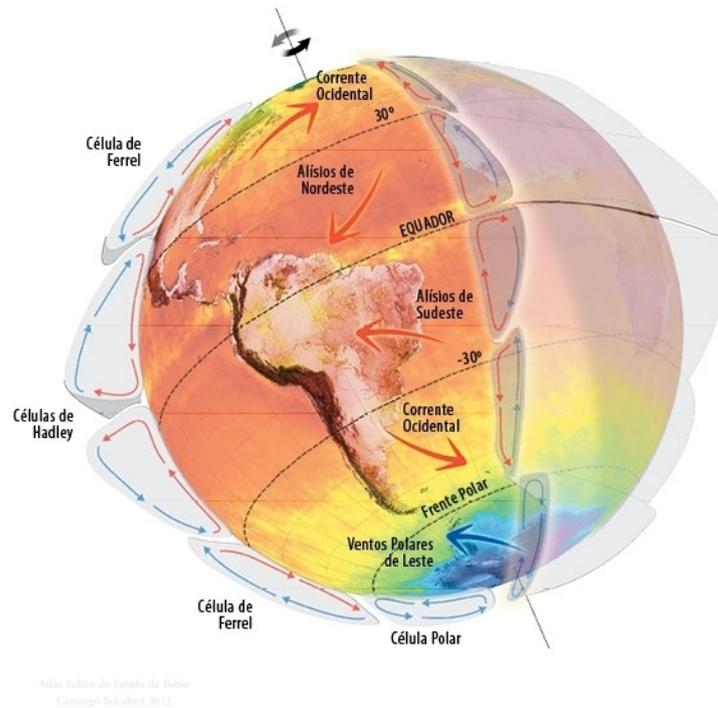
Assim, as massas de ar mais quentes sobem na atmosfera e geram zonas de baixa pressão junto à superfície da terra. Como consequência, massas de ar frio deslocam-se para essas zonas de baixa pressão e dão origem ao vento por convecção. Como a terra rotaciona, o ar é deslocado pela força de Coriolis, uma pseudo-força inercial.

A partir desses fenômenos físicos, classificam-se os ventos conforme a sua localização na superfície da terra, essa divisão é chamada de células de Hadley, ver Figura 1.5. Dessa forma, há três conjuntos de ventos constantes principais:

- Ventos alísios e contra alísios, entre -30° e 30° graus de latitude;
- Ventos do oeste, entre 30° e 60° ou -30° e -60° graus de latitude;
- Ventos polares de leste, acima de 60° ou -60° graus de latitude.

Para a geração eólica, existem dois fatores mais relevantes em relação ao vento: a velocidade e a qualidade do vento. A qualidade do vento é determinada pelo menor nível de turbulência do mesmo. A turbulência é influenciada pela rugosidade do terreno na superfície

Figura 1.5 – Células de Hadley



Fonte: Retirado de Equipe do Laboratório MASTER (2010).

terrestre. Assim, justifica-se a implantação de torres cada vez mais altas e instaladas no mar. (RASHID, 2014)

Ainda, a energia eólica pode ser dividida em sete classes, de acordo com a velocidade do vento e a densidade de energia eólica, conforme descrito na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Classe de energia eólica

Classe de energia eólica	Altura de 10m		Altura de 50m	
	Densidade de potência eólica (W/m^2)	Velocidade do vento (m/s)	Densidade de potência eólica (W/m^2)	Velocidade do vento (m/s)
1	0	0	0	0
1-2	100	4,4	200	5,6
2-3	150	5,1	300	6,4
3-4	200	5,6	400	7,0
4-5	250	6,0	500	7,5
5-6	300	6,4	600	8,0
6-7	400	7,0	800	8,8
7	1000	9,4	2000	11,9

1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo geral desse trabalho é apresentar um estudo sobre o sistema de geração eólica, utilizando a máquina síncrona de ímãs permanentes (PMSG) como gerador. São feitas simulações numéricas do sistema básico de geração para aprofundar esse estudo.

São objetivos específicos desse trabalho:

- Estudo da energia eólica;
- Estudo do funcionamento de sistemas de geração eólica;
- Estudo e modelagem da máquina síncrona de ímãs permanentes;
- Estudo e modelagem do retificador trifásico bidirecional;
- Estudo de técnicas de modulação;
- Estudo de técnicas de controle;
- Simulação do sistema proposto;
- Análise das dificuldades da simulação do sistema completo utilizado comercialmente atualmente.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esse trabalho está organizado da seguinte maneira:

- O Capítulo 2 apresentará a importância da geração eólica no Brasil e no mundo, devido a crescente procura por energias alternativas;
- O Capítulo 3 abordará a estrutura mecânica do sistema de geração comercial atual, bem como, as diferentes tecnologias empregadas nesse sistema;
- O Capítulo 4 apresentará a estrutura elétrica do sistema de geração. Nesse contexto, aborda-se a teoria de sistemas de referência e é feita a modelagem matemática do gerador estudado e da estrutura de potência. Além disso, a teoria de sistemas lineares de projeto de controle na frequência é revista;
- O Capítulo 5 apresentará uma simulação numérica do sistema de geração elétrico, incluindo o modelo do gerador síncrono de ímãs permanentes, o retificador trifásico bidirecional, o barramento CC e o controlador para esse sistema. Além disso, nessa seção,

trata-se a respeito do projeto do controlador e de análises feitas a partir dos resultados obtidos na simulação;

- O Capítulo 6 apresentará as considerações finais do trabalho e as sugestões de trabalhos futuros.

2 IMPORTÂNCIA DA ENERGIA EÓLICA NO SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA

A geração de energia elétrica utilizando a energia do vento tem grandes atrativos, como:

- É uma energia renovável, pois seu combustível, o vento, é "infinito";
- É uma energia limpa, não libera gases poluentes;
- Não é necessário isolar uma grande área para a sua instalação;
- É uma energia barata, pois tem baixo custo de manutenção e não é necessário comprar combustível;
- O preço de produção não varia com o preço dos combustíveis fósseis;
- O espaço necessário para a sua implantação é reduzido, pois pode-se utilizar o solo para outros usos, como por exemplo a pecuária;
- É possível aumentar gradualmente a potência do parque eólico, pois possibilita cada torre ser independente da outra;
- Complementa a geração por hidroelétricas.

Além disso, o constante aumento do uso da energia eólica acarreta o avanço da tecnologia empregada, em todas as áreas envolvidas. Esses avanços tornaram possível as turbinas conseguirem gerar mais potência.

A geração de energia eólica também apresenta as seguintes desvantagens:

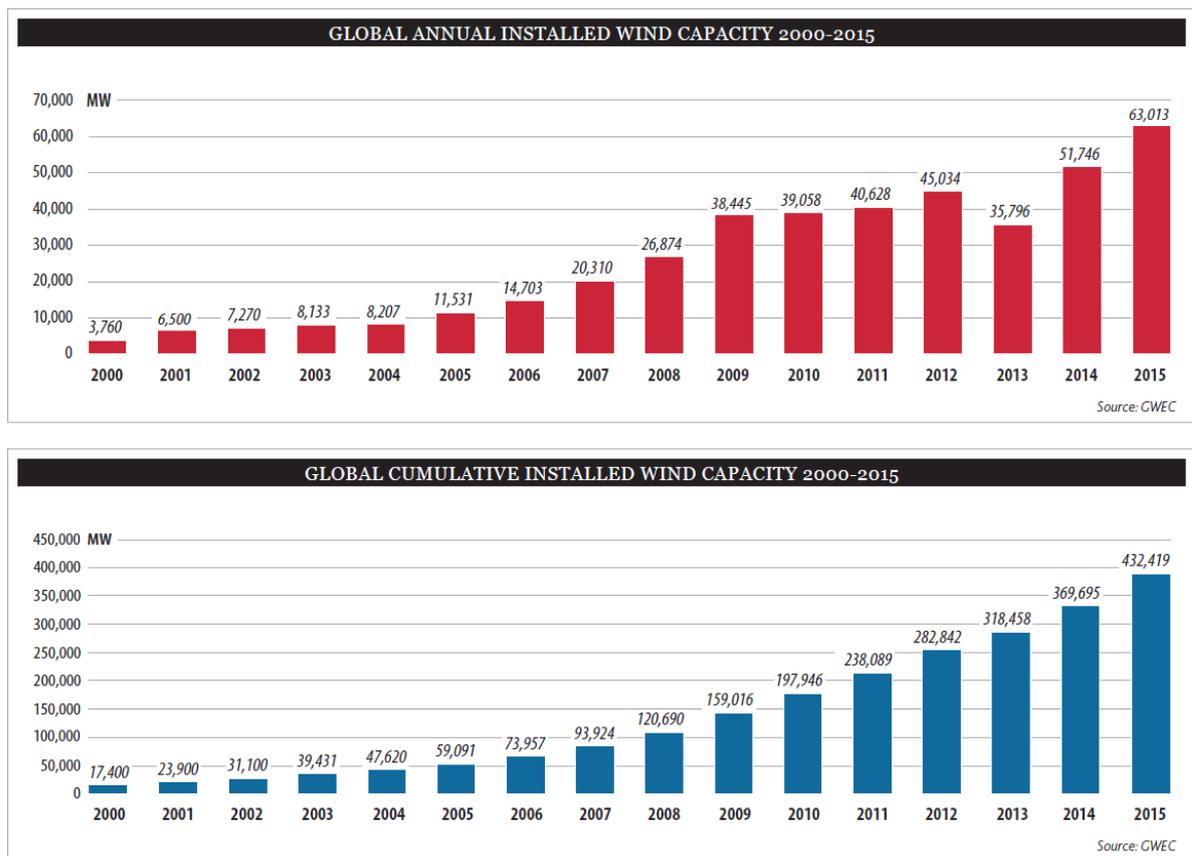
- Alto custo de instalação inicial se comparado à solar e a algumas termoeletricas;
- Dependência da existência de vento, o que não é controlável;
- Poluição sonora do ambiente onde implantada;
- Morte de pássaros (apesar de ser em um nível muito inferior a morte de pássaros em linhas de transmissão ou pela poluição atmosférica).

Mesmo assim, a geração de energia através do vento mostra-se viável e lucrativa. Por isso vê-se na Figura 1.4 que está havendo um crescente aumento de investimento em muitos países a partir do ano 2000.

2.1 ENERGIA EÓLICA NO MUNDO

O aumento de geração de energia nos dez países da Figura 1.4 ocasiona um aumento significativo da geração eólica global, como se pode ver na Figura 2.1, representa um crescimento de comportamento exponencial. No período de 2000 a 2015, a taxa média de crescimento global foi de 23,7% ao ano ANEEL (2016).

Figura 2.1 – Capacidade de potência instalada mundial



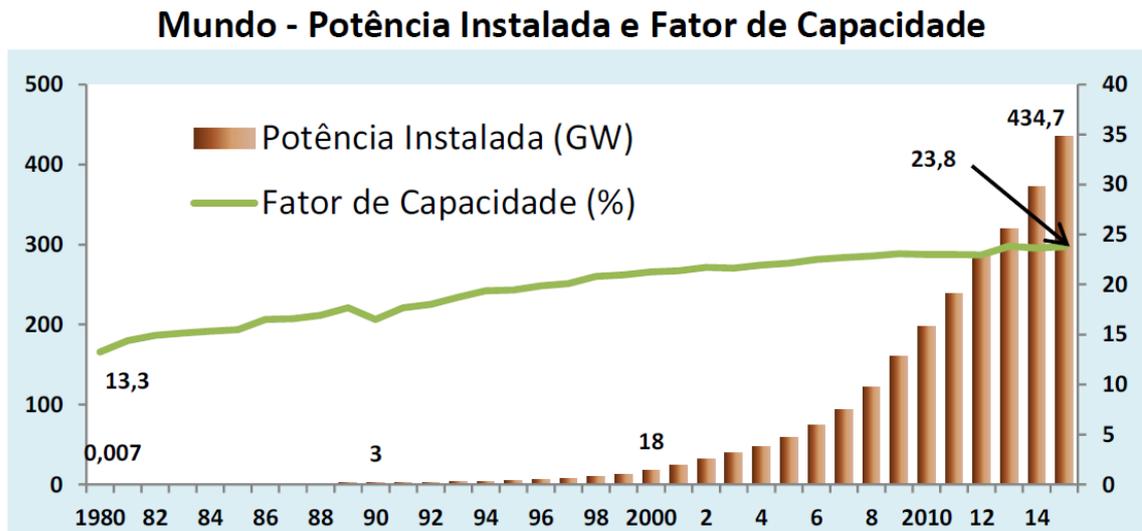
Fonte: Retirado de GWEC (2016).

Fator de capacidade (FC) é a proporção entre a produção efetiva de geração em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período. O FC representa o valor real de energia que pode ser gerado, diferente da capacidade de geração, que seria o valor máximo (WIKIPEDIA, 2016a).

O FC mundial teve um considerável aumento (ver Figura 2.2) devido à avanços tecnológicos em materiais e porte das instalações, permitindo um melhor aproveitamento do vento (ANEEL, 2016).

A geração eólica mundial representa, em 2015, 3,5% da geração de energia elétrica mundial. Esse valor é bastante significativo, principalmente, considerando que em 1980, a participação da energia eólica era praticamente nula. Ainda na Figura 1.4, vê-se que os Estados Unidos

Figura 2.2 – Potência instalada e fator de capacidade mundial



Fonte: Retirado de ANEEL (2016).

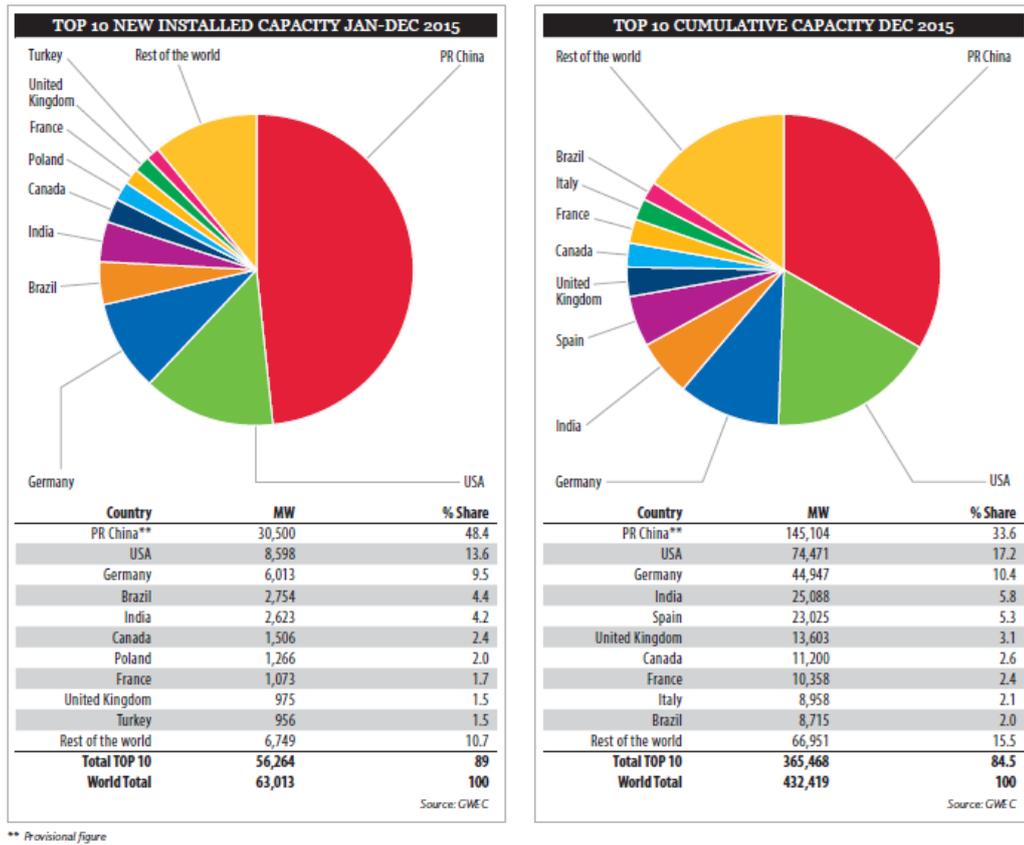
apresentam a maior participação na geração eólica mundial (22,9%), mas a China pode assumir seu lugar em 2016 (ANEEL, 2016). Na Figura, 2.3 pode-se ver que em termos de potência instalada a China já está na liderança mundial. Além de observar que, em 2015, praticamente metade da capacidade instalada mundial foi a China que instalou.

A Dinamarca também se destaca na área de energia eólica. Esse país apresenta a maior proporção de energia eólica em sua matriz energética, totalizando 44,6% de sua geração total (verificar Figura 2.4).

Na análise por continente, pode-se ver que a Ásia, impulsionada por China e Índia, a partir de 2009, tem a capacidade de potência instalada maior do que todos os outros continentes, como mostra a Figura 2.5.

O Brasil, em 2015, foi o 8º país em geração (10º em 2014 e 15º em 2013), o 4º na expansão de potência (2,7 GW), porém, na potência acumulada ficou em 10º (conforme Figura 2.3) e em primeiro lugar, em termos de fator de capacidade (38%). O fator de capacidade superou o mundial em 60%, segundo (ANEEL, 2016). Na Figura 2.6, pode-se ver que, na América Latina e Caribe, o Brasil lidera a capacidade instalada de energia eólica tanto em 2014 quanto em 2015.

Figura 2.3 – Potência instalada por país



Fonte: Retirado de GWEC (2016).

Figura 2.4 – Dados mundiais até 2014

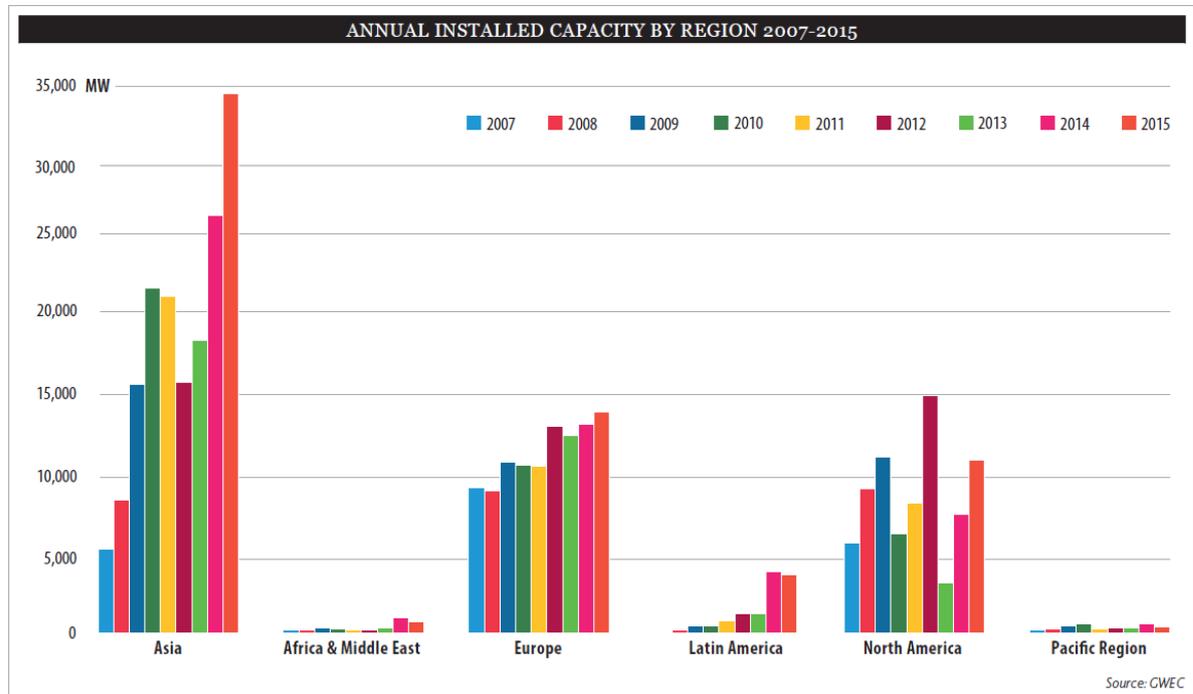
Mundo - Potência Instalada e Geração por País (2014)

País	Geração (TWh)	% do Total Gerado no País	Potência Instalada (MW)	Fator de Capacidade (%)	Expansão no Ano (MW)
EUA	192,9	4,5	74.740	31	8.594
China	185,1	3,1	145.109	16	30.500
Alemanha	88,0	14,6	45.018	24	5.825
Espanha	49,3	18,2	23.025	24	-
Índia	41,4	3,1	25.088	20	2.623
Reino Unido	40,4	12,8	14.191	34	1.204
Canadá	24,6	3,9	11.190	27	1.506
Brasil	21,6	3,5	7.633	38	2.745
França	20,2	3,7	10.269	23	932
Suécia	16,6	10,7	6.126	33	602
Itália	14,7	5,4	9.126	19	423
Dinamarca	14,3	44,6	4.932	34	154
Portugal	11,6	21,7	4.815	28	132
Turquia	11,6	4,6	4.503	34	873
Polônia	10,8	6,8	5.150	27	1.265
Austrália	10,7	4,3	4.436	29	380
México	7,9	2,6	3.224	32	714
Holanda	7,5	5,2	3.422	27	546
Romênia	7,0	11,9	2.985	27	23
Irlanda	6,6	24,8	2.546	31	224
Outros	58,5	0,8	27.195	26	3.565
Total	841,2	3,5	434.722	23,8	62.829
%/total*	3,5		7,0		27,0

* % da eólica sobre os totais mundiais

Fonte: Retirado de ANEEL (2016).

Figura 2.5 – Capacidade instalada por região mundial



Fonte: Retirado de GWEC (2016).

Figura 2.6 – Capacidade instalada na América Latina

GLOBAL INSTALLED WIND POWER CAPACITY (MW) – REGIONAL DISTRIBUTION				
		End 2014	New 2015	Total End 2015
LATIN AMERICA & CARIBBEAN				
	Brazil*	5,962	2,754	8,715
	Chile	764	169	933
	Uruguay	529	316	845
	Argentina	271	8	279
	Panama	35	235	270
	Costa Rica	198	70	268
	Honduras	126	50	176
	Peru	148	-	148
	Guatemala	-	50	50
	Caribbean ⁵	250	-	250
	Others ⁶	285	-	285
	Total	8,568	3,652	12,220

Source: GWEC

⁵ Caribbean: Aruba, Bonaire, Curacao, Cuba, Dominica, Guadalupe, Jamaica, Martinica, Granada, St. Kitts and Nevis
⁶ Bolivia, Colombia, Ecuador, Nicaragua, Venezuela

Note: Project decommissioning of approximately 290 MW and rounding affect the final sums
* Projects fully commissioned, grid connections pending in some cases
** Provisional figure

Fonte: Retirado e modificado de GWEC (2016).

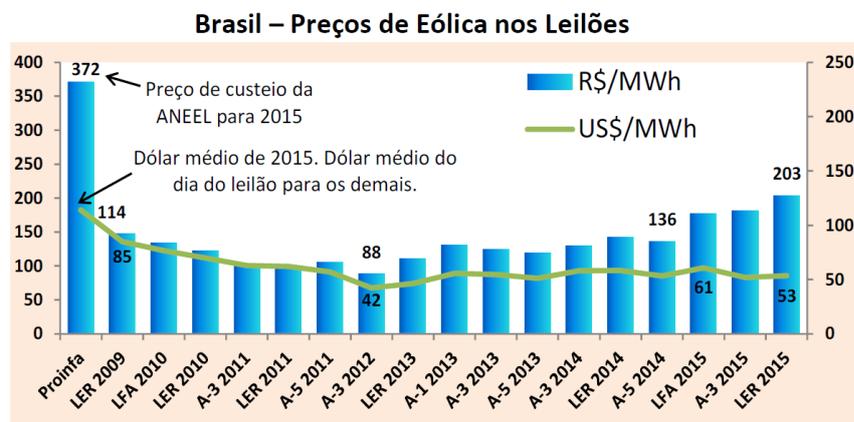
2.2 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

Em 2004, o governo brasileiro lançou o programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (PROINFA). Esse programa foi o ponto de partida para o setor eólico nacional, uma vez que contratou um pouco mais de 1,4 GW de potência.

Na época, a geração de energia elétrica pelo vento era a mais cara e a menos desenvolvida das três fontes incentivadas (térmicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas). Em 2015, a ANEEL estipulou o preço médio de custeio de 372 R\$/MWh, para a eólica do PROINFA.

Em 2009, ocorreu o primeiro leilão exclusivo para energia eólica. Isso gerou o início da fase competitiva, na qual o parque mais eficiente e barato era o ganhador da licitação. Imediatamente os preços recuaram, atingindo, em 2012, o seu menor valor. Em 2013 e 2014 houve pequena recuperação, segundo (ANEEL, 2016). Em 2015, em razão da desvalorização do Real, os preços passam a subir significativamente, mas mantendo uma trajetória quase constante nos valores em US\$/MWh. Isso pode ser visto na Figura 2.7.

Figura 2.7 – Preço dos leilões



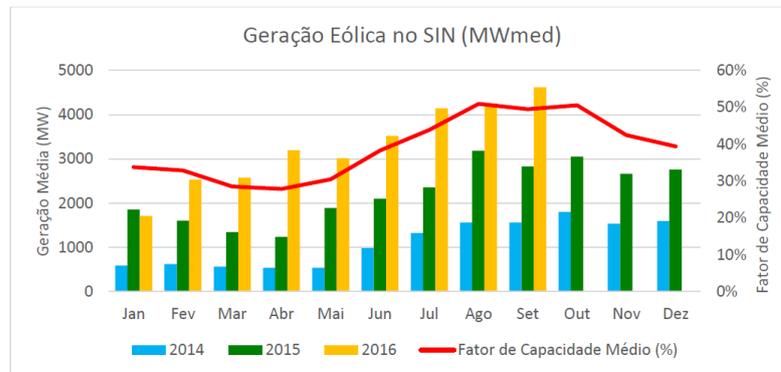
Fonte: Retirado de ANEEL (2016).

Até o dia 02 de agosto de 2016, estavam contratadas 16,6 GW de potência eólica, dentre os quais 9,3 GW em operação e 3,4 GW em construção, segundo (ANEEL, 2016). No dia 02 de novembro de 2016, a potência instalada já estava em 10,26 GW, 410 usinas eólicas instaladas e a capacidade de construção era de 7,89 GW, segundo Associação Brasileira de Energia Eólica (2016).

A partir do boletim mensal de setembro do Operador Nacional do Sistema Elétrico (2016), pode-se analisar e comprovar certos indicadores. Na Figura 2.8, pode-se ver o aumento da geração de energia eólica no Brasil nos últimos três anos. Nota-se que existe uma relação do mês do ano com a amplitude de geração que coincide com o fator de capacidade, também

mostrado nesse gráfico. O FC está acima de 30% em todos os meses do ano, sendo bastante elevado se comparado a média mundial.

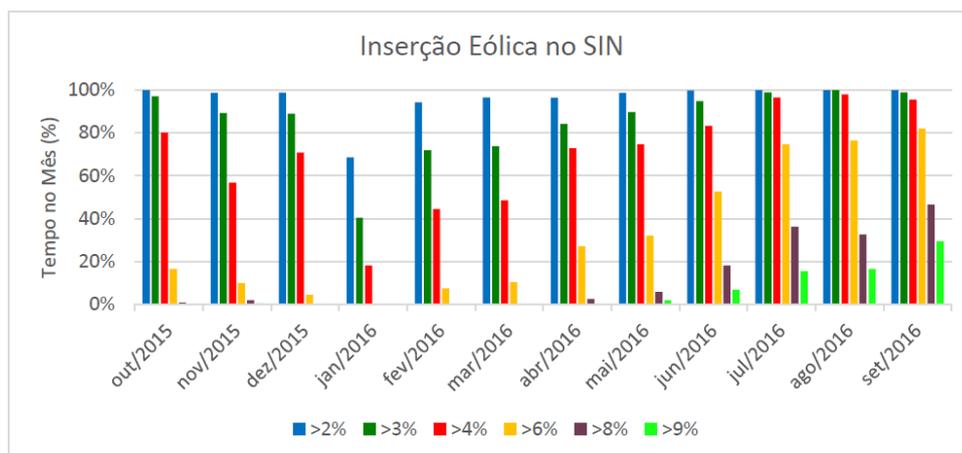
Figura 2.8 – Geração eólica no sistema interligado nacional (SIN) nos últimos três anos



Fonte: Retirado de Operador Nacional do Sistema Elétrico (2016).

Na Figura 2.9, vê-se qual foi a representatividade da energia eólica para a matriz energética do país. Pode-se ver que a partir de junho sua participação foi de mais de 9% da carga do sistema interligado nacional (SIN), porém, em menos de 40% do tempo. Isso é bastante relevante para o sistema, indicando a tendência de crescimento da energia eólica na matriz energética brasileira. Destaca-se que as principais fontes no país são as hídricas e térmicas.

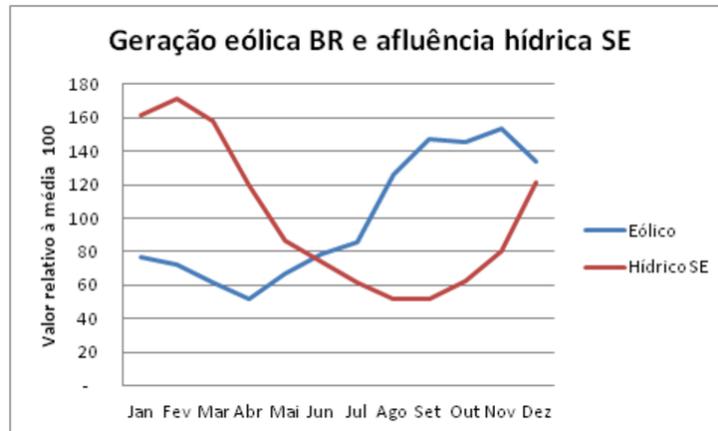
Figura 2.9 – Atuação da geração eólica no sistema interligado nacional (SIN)



Fonte: Retirado de Operador Nacional do Sistema Elétrico (2016).

A Geração eólica tem um atrativo a mais para o Brasil, pois existe uma complementaridade entre o ciclo do vento e o ciclo das chuvas. Essa operação complementar pode ser vista na Figura 2.10. Como a principal fonte da matriz energética nacional são as hidroelétrica, esse fator beneficia o SIN.

Figura 2.10 – Operação complementar da geração hídrica com a geração eólica



Fonte: Retirado de ECEN (2016).

No mês de setembro, o estado que mais gerou energia foi o Rio Grande do Norte (RN) e o estado que teve um FC maior foi o Ceará (CE) (verificar Figura 2.11). O RN é o estado brasileiro que possui a maior quantidade de usinas eólicas, como pode ser visto na Figura 2.12. Nas Figuras 2.13 e 2.14, nota-se claramente que esse estado gera mais energia eólica que qualquer outro em qualquer mês do ano.

Figura 2.11 – Potência instalada, geração verificada e fator de capacidade por estados

Estado	Potência Instalada (MW)	Geração Verificada (MWmed)	Fator de Capacidade Médio (%)
BA	1.702,14	880,81	51,75%
CE	1.352,53	803,41	59,40%
PE	568,64	301,08	52,95%
PI	706,10	382,02	54,10%
RN	2.967,95	1.686,53	56,82%
RS	1.453,57	592,65	40,77%
SC	222,00	29,66	13,36%
SIN	8.972,92	4.676,16	52,11%

Fonte: Retirado de Operador Nacional do Sistema Elétrico (2016).

Santa Catarina tem o menor índice de geração eólicas dos oito estados que possuem usinas. Foi o único estado que a geração diminuiu nos últimos anos. Através da Figura 2.15, é possível observar o histórico do decréscimo de geração em função do ano e do mês.

Assim, após estudos destes dados, conclui-se que a energia elétrica gerada pelo vento é fundamental para o país. Uma vez que os benefícios são maiores que as desvantagens. Isso justifica o aumento da representatividade da geração eólica no Brasil e no mundo.

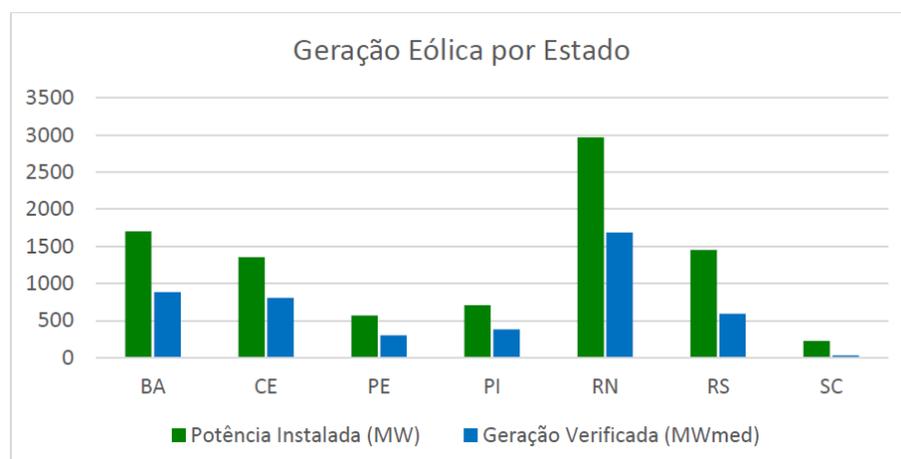
Figura 2.12 – Potência instalada por estado dados de (2014)

Brasil – Geração e Potência Instalada por Estado (2014)

Estado	Geração (GWh)	Estrutura da Geração (%)	Potência Instalada (MW)	Fator de Capacidade (%)	Expansão no Ano (MW)
RN	7.476	34,6	2.388	41,2	764
CE	4.482	20,7	1.234	41,7	15
BA	3.999	18,5	1.218	42,9	377
RS	3.499	16,2	1.533	33,4	818
PI	898	4,2	503	34,7	415
PE	648	3,0	379	31,6	353
SC	320	1,5	242	15,2	4
PB	158	0,7	69	26,1	-
RJ	76	0,4	28	30,9	-
SE	65	0,3	35	21,5	-
PR	4	0,0	3	18,3	-
Brasil	21.625	100	4.888	38,0	2.745

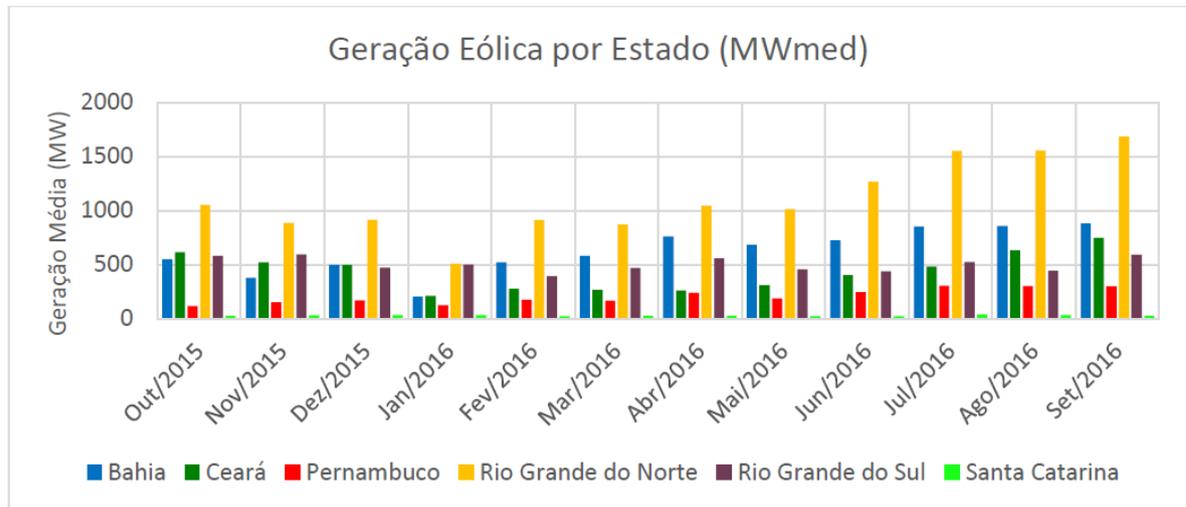
Fonte: Retirado de ANEEL (2016).

Figura 2.13 – Geração eólica por estado



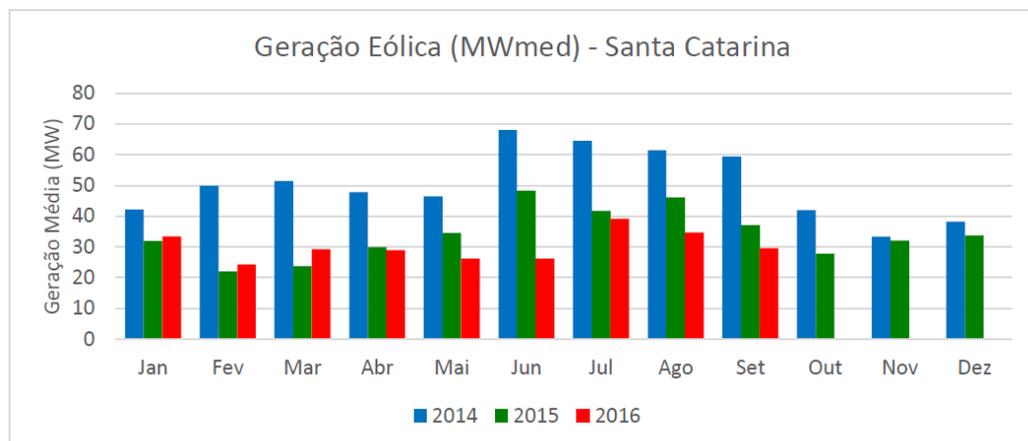
Fonte: Retirado de Operador Nacional do Sistema Elétrico (2016).

Figura 2.14 – Geração eólica por estado em um ano



Fonte: Retirado de Operador Nacional do Sistema Elétrico (2016).

Figura 2.15 – Geração eólica em Santa Catarina



Fonte: Retirado de Operador Nacional do Sistema Elétrico (2016).

3 ESTUDO DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO

Nesse capítulo serão apresentados os sistemas de geração eólica. Será dado maior destaque aos aspectos mecânicos tais como os tipos de turbinas, as potências fornecidas pelas turbinas e por fim será abordado o sistema de geração.

3.1 USINA E PARQUES EÓLICOS

A usina eólica é o espaço que compreende o conjunto de equipamentos necessários para extração de energia eólica e seu condicionamento para envio a rede elétrica. Esse tipo de usina caracteriza-se por ter o aspecto de uma torre, conforme Figura 3.1.

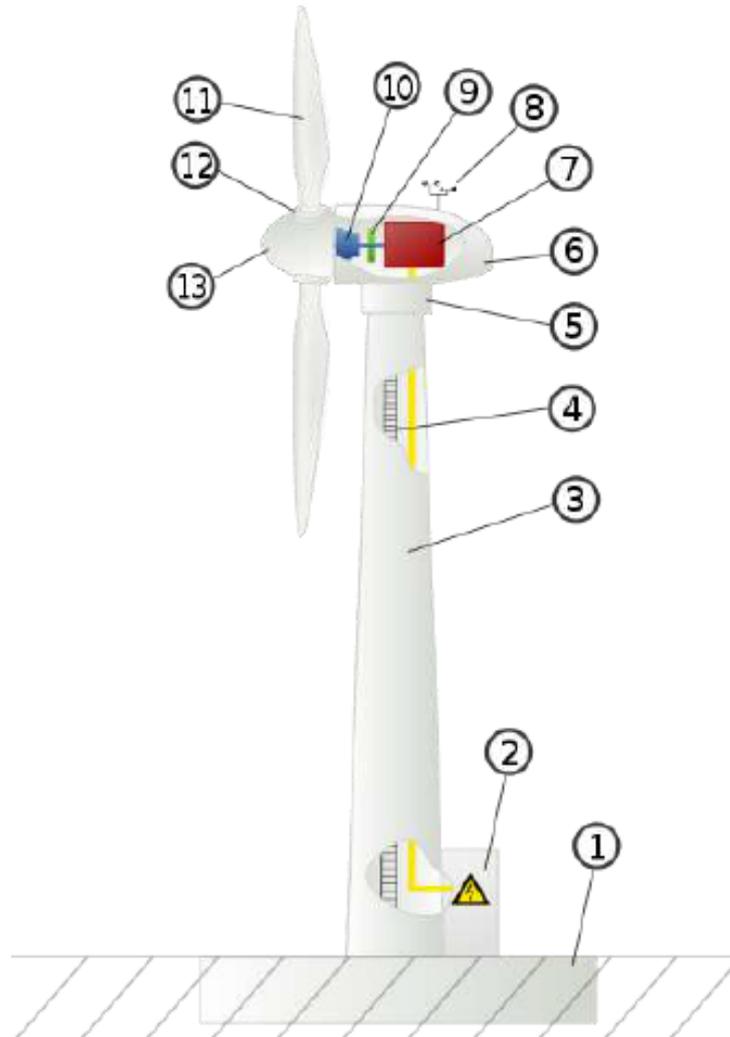
Cada parte da usina tem uma função:

1. **Fundação:** Sustentação da usina;
2. **Transformador Elevador:** eleva a tensão gerada para níveis de transmissão;
3. **Torre:** elemento que sustenta o rotor e a nacelle;
4. **Elevador:** destinado a atividades de inspeção e manutenção;
5. **Sistema de posicionamento:** Direciona o ângulo de incidência do vento nas pás, girando a usina;
6. **Nacelle:** compartimento instalado no alto da torre composto por caixa multiplicadora, freios, embreagem, mancais, controle eletrônico e sistema hidráulico;
7. **Gerador elétrico:** converte a energia mecânica em energia elétrica;
8. **Sistema de monitoramento do vento:** Utilizado para medir a velocidade do vento para o controle do rastreamento do ponto de máxima potência;
9. **Acoplamento:** Ligação do rotor da máquina primária ao gerador;
10. **Multiplicador ou caixa de engrenagem:** relaciona a velocidade angular da máquina primária com o gerador (observe que esse dispositivo é opcional quando o sistema de geração utiliza PMSG);
11. **Pás:** captam o vento, convertendo sua potência ao centro do rotor;

12. **Sistema de pitch:** muda a inclinação das pás;

13. **Cubo:** interliga as pás com o eixo de rotação.

Figura 3.1 – Usina eólica e suas partes



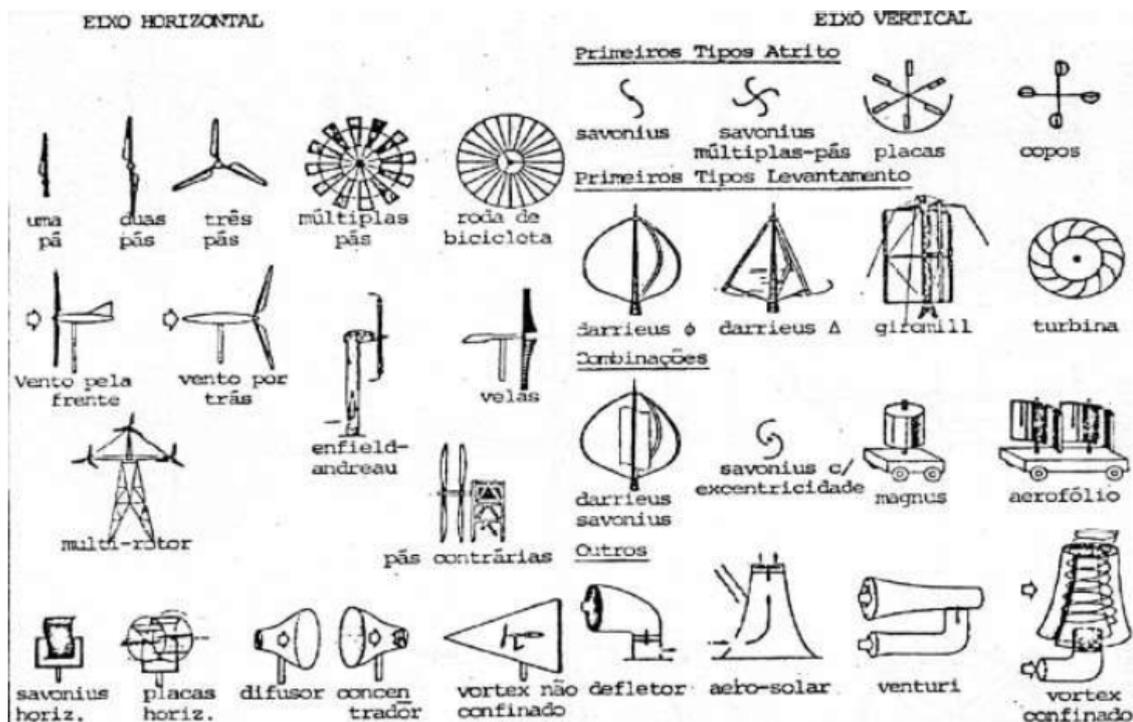
Fonte: Retirado de Violato e Serafini (2016).

Locais que reúnem duas ou mais usinas eólicas são chamados parques eólicos ou fazendas eólicas. A grande vantagem dos parques eólicos perante as outras formas de energia, é o fato de ser modular, ou seja, não é necessário instalar toda a potência de uma vez. Desse modo, é possível extrair potência sem que o parque esteja finalizado.

3.2 TURBINAS EÓLICAS

As turbinas eólicas, ou aerogeradores utilizam a energia cinética do vento para gerar energia elétrica. Existem diversos tipos delas, ver Figura 3.2, mas todas funcionam com base em princípios aerodinâmicos semelhantes.

Figura 3.2 – Tipos de aerogeradores



Fonte: Retirado de Violato e Serafini (2016).

Pode-se dividir as turbinas em dois subgrupos, as turbinas de eixo vertical e as turbinas de eixo horizontal.

3.2.1 Turbinas de eixo horizontal

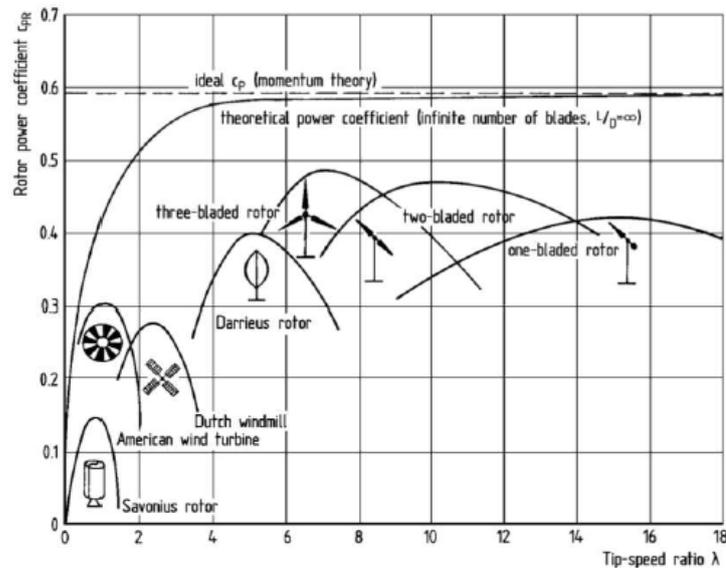
Essa estrutura, consiste em uma torre onde é instalado um rotor do tipo ventilador. Ele pode ser instalado a favor do vento (*upwind*) ou contra o vento (*downwind*). Também pode variar no número de pás, uma, duas, três ou multi pás, ou na forma em quantos eixos terá em cada torre. Ainda na torre encontram-se o gerador, um controlador e outros componentes. Pode-se até instalar o transformador na torre, como é feito no modelo da WEG de aerogeradores.

Esse subgrupo é o mais utilizado comercialmente na atualidade. Além disso, utiliza-se a turbina com três pás. Isso ocorre pois, essa turbina se mostrou mais eficiente e proporciona um controle de pitch mais fácil do que as outras combinações, de acordo com a Figura 3.3.

3.2.2 Turbinas de eixo vertical

Nas turbinas de eixo vertical o eixo do rotor principal fica orientado verticalmente. Essa orientação de eixo mostra-se vantajosa quando há presença de vento com velocidade e direção

Figura 3.3 – Eficiência dos tipos mais comuns de aerogeradores



Fonte: Retirado de Violato e Serafini (2016).

altamente variáveis no local de instalação da turbina. Por isso, esse subgrupo é mais utilizado em microgeração residencial, uma vez que nas cidades existem muitos obstáculos para o vento, o que provoca mudanças bruscas em sua direção. Contudo, esses modelos não são tão eficientes quanto os de eixo horizontal.

Existem dois modelos principais nesse subgrupo: o modelo Savonius e o Darrieus. A turbina Darrieus possui pás verticais que giram a favor e contra o vento. Já a turbina Savonius possui a forma de um “S” quando vista de cima. Essa turbina de arrasto gira lentamente, mas produz um torque elevado.

3.3 POTÊNCIA DA TURBINA

A função da turbina, na geração de energia elétrica, é trabalhar como máquina primária, isto é, impor uma rotação no eixo do gerador, através da conversão da energia cinética do vento.

A energia cinética captada pela turbina é função da área de varredura das pás (RASHID, 2014):

$$A_s = \pi r_s^2 \quad (3.1)$$

onde r_s é o raio da varredura. Se o vento bate na turbina através de um ângulo θ , a Equação (3.1) torna-se:

$$A_s = \pi r_s^2 \cos(\theta). \quad (3.2)$$

Sabendo que a energia cinética é dada por:

$$E_C = \frac{1}{2}mv^2, \quad (3.3)$$

a potência instânea é descrita como

$$p = \frac{dW}{dt} = \frac{dE_C}{dt} \quad (3.4)$$

considerando que a energia E_C é toda convertida em trabalho W .

A massa do fluxo é dada por:

$$m = \rho A_s v_t t \quad (3.5)$$

de modo que a potência mecânica que atinge a turbina P_t é:

$$P_t = \frac{E_{C_t}}{t} = \frac{1}{2} \frac{\rho A_s v_t t}{t} v_t^2 = \frac{1}{2} A_s \rho v_t^3 \quad (3.6)$$

onde v_t é a velocidade do vento (m/s); e ρ é a densidade específica (kg/m³).

Como a potência mecânica (P_m) tem várias perdas, a potência P_t multiplicada pelo rendimento resultará na potência mecânica.

$$P_m = \eta_t \left(\frac{1}{2} A_s \rho v_t^3 \right). \quad (3.7)$$

A potência mecânica da turbina é uma função cúbica da velocidade do vento.

A lei de Betz ou limite de Betz estabelece a potência máxima teórica que pode ser extraída do vento. Este limite é devido a própria natureza das turbinas.

A velocidade v_{in} que entra na lâmina da turbina é maior do que a velocidade v_{out} que a deixa, segundo a Figura 3.4. Portanto, podemos substituir essa informação na Equação (3.6), obtendo

$$P_{out} = \frac{1}{2} A_s \rho (v_{in} - v_{out})^3 = \frac{1}{2} A_s \rho \left(\frac{v_{in} + v_{out}}{2} \right) (v_{in}^2 - v_{out}^2). \quad (3.8)$$

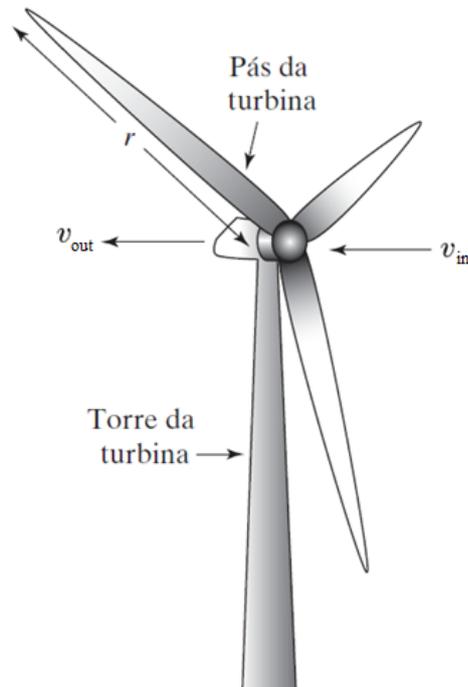
A potência disponível para a turbina é dada por:

$$P_{in} = \frac{1}{2} A_s \rho v_{in}^3. \quad (3.9)$$

Assim, podemos calcular a eficiência da turbina:

$$\eta_t = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{\left(\frac{v_{in} + v_{out}}{2} \right) (v_{in}^2 - v_{out}^2)}{v_{in}^3} = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{v_{out}^2}{v_{in}^2} \right) \left(1 + \frac{v_{out}}{v_{in}} \right). \quad (3.10)$$

Figura 3.4 – Velocidade do vento antes e depois da turbina



Fonte: Alterado de (RASHID, 2014).

Para obter máxima eficiência teórica deriva-se a Equação (3.10) em relação ao tempo e iguala-se a zero:

$$\frac{d\eta_t}{dt} = \frac{1}{2} \left[1 - 2 \left(\frac{v_{out}}{v_{in}} \right) - 3 \left(\frac{v_{out}}{v_{in}} \right)^2 \right] = 0 \quad (3.11)$$

$$\frac{v_{out}}{v_{in}} = \frac{1}{3}. \quad (3.12)$$

Substituindo este resultado na Equação (3.10), isto é a lei de Betz, obtém-se que o rendimento máximo teórico é dado por:

$$\eta_{t(máx)} \approx 59,3\%. \quad (3.13)$$

Esta conclusão também pode ser obtida a partir da lei de conservação das massas, utilizando a segunda lei de Newton (princípio do empuxo) e a conservação de energia de Bernoulli.

Porém, na prática, a eficiência de uma turbina eólica é ligeiramente inferior. Também se consideramos a densidade do ar do vento δ não é uma constante e sim uma função dependente da pressão do ar, da temperatura, da umidade, da altitude e da aceleração gravitacional, de modo que:

$$\delta = \frac{P_{at}}{C_g T} e^{-\frac{gh}{C_g T}} \quad (3.14)$$

onde:

P_{at} = pressão atmosférica padrão ao nível do mar (101325Pa ou N/m²);

T = temperatura do ar (K; kelvin=273,15 + T(°C));

C_g = constante específica do gás para o ar (287Ws/kgK);

g = aceleração da gravidade (9,8m/s²);

h = altitude do vento acima do nível do mar (m).

Substituindo esse valores na Equação (3.14), obtém-se a função não linear da densidade do vento:

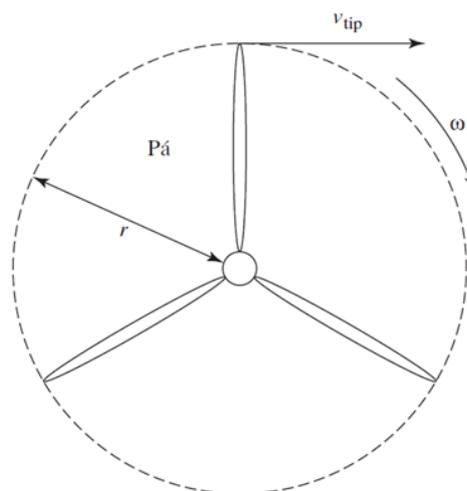
$$\delta = \frac{353}{T + 273,15} e^{\frac{-h}{29,3(T+273,15)}}. \quad (3.15)$$

Assim, conclui-se que se à medida que a temperatura diminui, o ar é mais denso. Além disso, o ar é menos denso em altitudes elevadas. Tem-se que para a mesma velocidade, o vento com maior densidade de ar possui mais energia cinética.

A velocidade linear da pá, como mostra a Figura 3.5, é conhecida como velocidade na ponta da pá (tip velocity) v_{tip} . Normalmente, as turbinas eólicas são projetadas para girar mais rápido do que a velocidade do vento v_{in} a fim de que, mesmo em baixas velocidades, o aerogerador gere mais energia. A relação entre a velocidade na ponta da pá v_{tip} e a do vento v_{in} , é conhecida como razão da velocidade de ponta (TSR) ou velocidade específica, dada por:

$$TSR = \frac{v_{tip}}{v_{in}}. \quad (3.16)$$

Figura 3.5 – Velocidade da ponta das pás (TSR)



Fonte: Retirado de (RASHID, 2014).

Assim, analisando a Figura 3.5, obtemos:

$$v_{tip} = \omega r = 2\pi nr \quad (3.17)$$

onde n é o número de rotações que a pá faz em 1 s. Substituindo a Equação (3.17) na Equação (3.16), obtém-se

$$TSR = \frac{2\pi nr}{v_{in}}. \quad (3.18)$$

Como as pás das turbinas são otimizadas aerodinamicamente para uma faixa de velocidade de 3 a 15 m/s, quando o vento chega a velocidades acima de 15 m/s é necessário fazer um controle da potência aerodinâmica da turbina. As duas técnicas mais utilizadas são o controle de passo e de estol (stall). No controle de estol, as pás da turbina são projetadas de tal forma que, se a velocidade do vento ultrapassar a nominal em aproximadamente 15 m/s, uma turbulência de ar é gerada sobre a superfície da pá para que ela não fique virada na direção do vento. Esse controle é mais aplicado em turbinas de tamanho pequeno a médio.

Já o controle de passo, em geral, é mais utilizado em grandes turbinas. Durante condições nominais de velocidade do vento, o ângulo de incidência do vento nas pás é ajustado para captar o máximo de energia do vento. Quando a velocidade do vento torna-se maior que a faixa de velocidade nominal, a lâmina é desviada para fora da direção do vento para reduzir a energia captada e evitar danos estruturais devido a velocidade v_{tip} muito alta. As lâminas são giradas em seu eixo longitudinal por um dispositivo hidráulico ou eletromecânico. Esse dispositivo fica geralmente no cubo do rotor.

O valor da TSR pode ser ajustado pela alteração do ângulo de inclinação das pás. Em alguns sistemas, a TSR pode ser reduzida a quase zero a fim de bloquear as pás em condições de velocidades de vento muito altas.

O controle de uma turbina eólica de velocidade variável com o vento abaixo da faixa nominal da turbina é realizado pelo controle do gerador. A captação de energia eólica pode ser maximizada a diferentes velocidades de vento pelo ajuste da velocidade da turbina, de tal forma que a razão ideal da velocidade de ponta (TSR) seja mantida. Para determinar a velocidade do vento, cada curva de potência tem um ponto de potência máxima (MPP) em que a velocidade de ponta é ideal.

A trajetória dos MPPs representa uma curva de potência, que pode ser descrita por

$$P_{máx} \propto \omega_t^3, \quad (3.19)$$

onde ω_t é a velocidade angular mecânica da turbina.

Nota-se também que é válido dizer que:

$$P_{máx} = \tau_{máx} \omega_t^2 \quad (3.20)$$

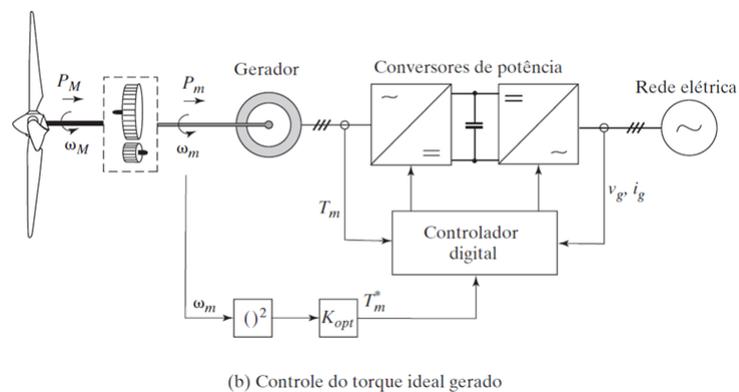
em que $\tau_{máx}$ é o torque máximo.

A partir dessas equações obtém-se um conjunto de curvas de potência e torque para cada velocidade.

Utilizam-se vários métodos de controle para o rastreamento (monitoramento) do ponto de máxima potência (MPPT, maximum power point tracking). Existe quatro métodos clássicos para o MPPT, são eles:

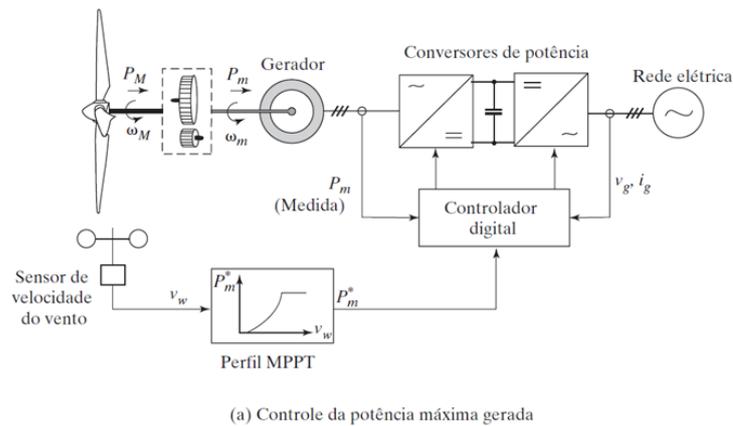
- controle da velocidade de ponta da pá (TSR) que regula a velocidade do gerador no TSR ótimo, geralmente é utilizado em conjunto com outras técnicas;
- controle de conjugado ótimo que ajusta o conjugado do gerador no ponto ótimo para diferentes velocidades do vento, a Figura 3.6 apresenta o sistema que utiliza esse método;
- controle por observação e perturbação que busca continuamente o ponto de máxima potência da turbina eólica;
- controle por realimentação do sinal de potência que requer o conhecimento da curva de potência máxima da turbina eólica, para rastreá-la durante o processo de controle, a Figura 3.7 apresenta o sistema que utiliza esse método.

Figura 3.6 – Sistema utilizando o controle de conjugado ótimo, para rastreamento de MPPT



Fonte: Retirado de (RASHID, 2014).

Figura 3.7 – Sistema utilizando o controle por realimentação do sinal de potência, para rastreamento de MPPT



Fonte: Retirado de (RASHID, 2014).

3.4 SISTEMAS DE GERAÇÃO

Os principais elementos de um sistema de geração eólica são a turbina, a caixa de engrenagens (opcional), e os conversores eletrônicos. Para a conexão com a rede geralmente são necessários transformadores.

Para analisar melhor as variações nos sistemas de geração pode-se dividi-los em dois conceitos: turbinas de velocidade fixa e turbinas de velocidade variável. O sistemas se diferenciam principalmente pelo gerador aplicado.

3.4.1 Gerador de indução em gaiola de esquilo

O sistema de geração que utilizava o gerador de indução em gaiola de esquilo (SCIG) foi um dos primeiros sistema de geração. Ele utilizava velocidade fixa da turbina e uma caixa de engrenagem para elevar a baixa rotação das pás na alta rotação de operação do gerador de indução. E era conectado diretamente à rede elétrica através de um transformador, sem um estágio de conversores eletrônicos. Como era conectado diretamente à rede, a frequência de operação era determina pela rede. Na máquina assíncrona, a frequência de operação é diretamente ligada a estabilidade e à curva de potência.

Assim, era necessário projetar as turbinas para obter máxima eficiência para apenas uma velocidade do vento. Com isso, caso haja a operação em outras velocidade há uma perda na eficiência, e ainda, as variações da velocidade do vento são convertidas em pulsações de conjugado. Isso gera um grande estresse mecânico em todo o sistema, caixa de engrenagem, pás, gerador, além de problemas de qualidade de energia gerando harmônicas.

Para diminuir as influências do gerador na rede, posteriormente foram colocados estágios de conversores de potência.

A grande vantagem desse sistema é ser barato e possuir baixo custo de manutenção.

3.4.2 Gerador de indução duplamente alimentado

O gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) possui alta densidade de potência e é utilizado em geração eólica de alta potência. Sistemas com esse tipo de gerador apresentam a conexão direta do estator à rede elétrica.

O controle do fluxo de potência é feito através do rotor. Esse tipo de gerador possui menor custo de instalação de conversor e de gerador, para operação em velocidade variável. Contudo, há um elevado custo de manutenção em decorrência do uso de escovas na alimentação do rotor e da caixa de transmissão mecânica.

3.4.3 Gerador síncrono de ímãs permanentes

Os geradores síncronos de ímãs permanentes são aplicados em sistemas de velocidade variável que não têm necessidade de caixa de transmissão mecânica ou de escovas para alimentação do rotor. Desse modo, possuem o menor custo de manutenção entre os sistemas de geração eólica.

Além disso, tais geradores possuem elevadíssima densidade de potência, sendo mais eficientes que os geradores de indução. Possuem maior custo de fabricação que os geradores de indução. Além disso, possuem conversor de saída similar ao conversor do gerador gaiola de esquilo. Desse modo, o conversor precisa processar toda a potência do gerador.

A Tabela 3.1, modificado de (RASHID, 2014), apresenta um comparativo entre os sistemas de geração e tipos de geradores.

Tabela 3.1 – Comparação de configuração de turbinas eólicas

Tipo de turbina	velocidade fixa	velocidade variável	
	SCIG	PMSG	DFIG
controle de potência ativa	Limitado	Sim	Sim
controle de potência reativa	Não	Sim	Sim
controle da pá	Estol/passo	Passo	Passo
Faixa do conversor	Não	Grande escala	Escala parcial
caixa de engrenagem	Com	Com/Sem	Com
Faixa de velocidade	Fixa	Ampla	Ampla
Robustez na falha da rede	Fraca	Forte	Fraca
Eficiência na transferência de pot.	Mais baixa	Alta	Alta
Complexibilidade do controle	Simples	Mediano	Complexo
Custo do gerador	Barato	Caro	Barato
Custo do conversor	Não	Caro	Barato
Peso	Leve	Leve	Leve
Manutenção	Fácil	Fácil	Difícil

3.5 RESUMO DO CAPÍTULO

Nesse capítulo viu-se a modelagem mecânica do sistema de geração eólica. Também, analisou-se três sistemas de geração e apontou-se as diferenças entre eles. Observou-se que o sistema utilizando o PMSG, apesar de ser mais complexo, apresenta grandes vantagens sobre os sistemas que utilizam o SCIG e o DFIG.

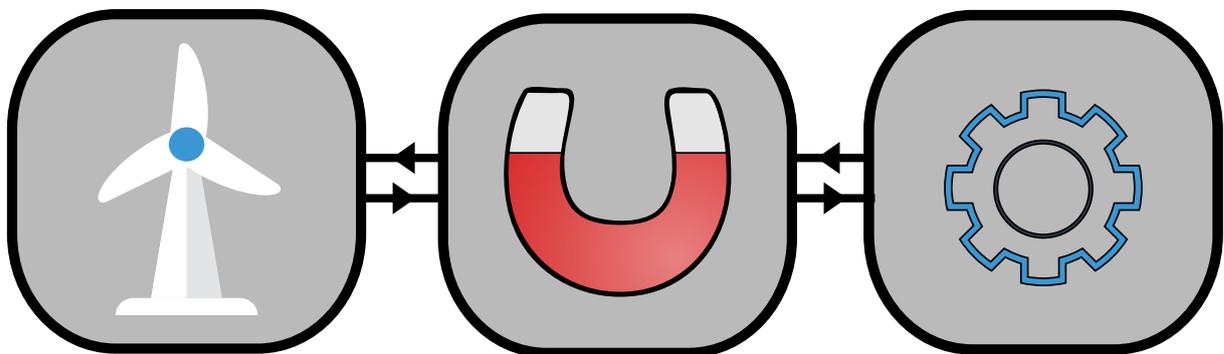
4 MODELAGEM DO SISTEMA

Esse capítulo apresenta a modelagem matemática dos sistemas elétricos que compõem o sistema de geração eólica. Também apresentará os conceitos teóricos de controle, que serão utilizados no capítulo de simulação, para desenvolver o projeto do controle do gerador e realizar a análise dos resultados.

4.1 IDEIAS GERAIS SOBRE MÁQUINAS ELÉTRICAS

As máquinas elétricas são dispositivos que convertem energia elétrica em energia magnética e, por fim, em energia mecânica, ou vice-versa, conforme mostra a Figura 4.1. Existem diversos tipos de máquinas elétricas, tais como: máquinas elétricas estáticas, máquinas translacionais e máquinas dinâmicas ou rotóricas.

Figura 4.1 – Processo de conversão de energia



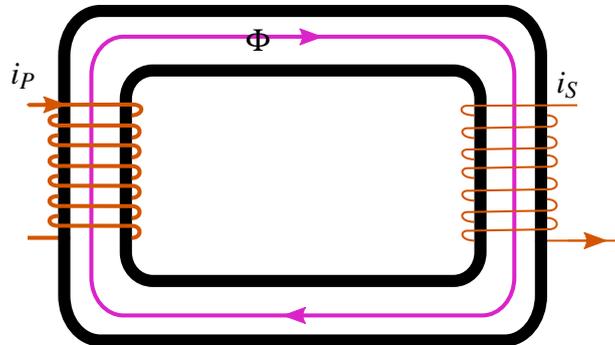
Fonte: produção do autor.

4.1.1 Máquinas estáticas

Máquinas elétricas estáticas são aquelas que não convertem energia elétrica em mecânica. Contudo, tais máquinas apenas utilizam o meio magnético para converter a energia elétrica em outra (BIM, 2012). Entre essas máquinas, encontram-se os indutores acoplados e o transformador. Esse último, primeiramente, converte grandeza elétrica (tensão alternada) em grandeza magnética (fluxo magnético). Em seguida, converte o fluxo novamente em uma outra grandeza elétrica (tensão alternada de igual frequência e diferente amplitude). Nesse processo de con-

versão de energia, os dois circuitos permanecem eletricamente isolados. A Figura 4.2 mostra o modelo eletromagnético de um transformador.

Figura 4.2 – Modelo eletromagnético do transformador

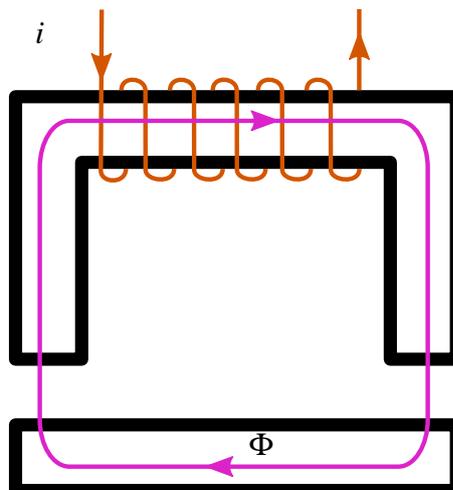


Fonte: produção do autor.

4.1.2 Máquinas translacionais

Máquinas elétricas translacionais são aquelas que convertem energia elétrica em energia mecânica translacional, utilizando o meio magnético (BIM, 2012). Entre essas máquinas, encontram-se os eletroímãs e contadores. Os contadores que primeiramente convertem a grandeza elétrica (tensão alternada ou contínua) em grandeza magnética (fluxo magnético). Na sequência, convertem em grandeza mecânica (força). Na Figura 4.3, tem-se o modelo eletromagnético de um contador.

Figura 4.3 – Modelo eletromagnético de um contador.



Fonte: produção do autor.

4.1.3 Máquinas rotativas

Máquinas elétricas rotativas são aquelas que convertem energia elétrica em energia mecânica rotacional, utilizando o meio magnético. Como exemplo, há os motores elétricos cujo processo de conversão parte de grandezas elétricas (tensão e corrente), convertendo-as em grandezas magnéticas (campo e fluxo magnético) e, posteriormente, em grandezas mecânicas torque e rotação (BIM, 2012).

Outro exemplo são os geradores elétricos cujo processo de conversão parte de grandezas mecânicas (torque e rotação), convertendo-as em grandezas magnéticas (campo e fluxo magnético) e, posteriormente, em grandezas elétricas (tensão e corrente).

Existem diversos tipos de geradores, os mais comuns são:

- geradores corrente contínua (CC), que são pouco utilizados atualmente:
 - com excitação paralela ou derivativa (SIMONE, 2000) (*Shunt* (KOSOW, 2005));
 - com excitação série (SIMONE, 2000) e (KOSOW, 2005);
 - com excitação composta (SIMONE, 2000) e (KOSOW, 2005);
- geradores assíncrono ou gerador de indução:
 - gerador de indução em gaiola de esquilo (BIM, 2012), (*SCIG – squirrel cage induction generator*);
 - gerador de indução duplamente alimentado (BIM, 2012), (*DFIG – double-fed induction generator*);
- gerador síncrono, dentre esses:
 - gerador síncrono de rotor bobinado (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006), (KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 2013) e (TORO, 2011), (*WRSG – wound rotor synchronous generator*);
 - gerador síncrono de ímãs permanentes (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006) e (KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 2013), (*PMSG – permanent magnet synchronous generator*).

4.2 MODELAGEM DE GERADOR SÍNCRONO DE ÍMÃS PERMANENTES

Para compreender os fenômenos físicos inerentes a um determinado sistema, é necessário realizar algum tipo de modelagem matemática. Para realizar o controle de uma planta é

necessário conhecer seu comportamento. Esse comportamento pode ser descrito através de modelos matemáticos, sejam analíticos ou numéricos. Dessa forma, nessa seção, apresentam-se possíveis modelos aplicáveis ao gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG).

4.2.1 Modelo trifásico PMSG

A Figura 4.4 apresenta o circuito elétrico equivalente do gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG) (BERNARDES, 2009). Esse circuito é suficientemente representativo para as análises que serão desenvolvidas nesse trabalho. Para tanto, as seguintes hipóteses são assumidas:

- As bobinas são defasadas 120 graus elétricos entre si e são idênticas (mesma resistência e indutância própria);
- As perdas por histerese, saturação e correntes de Foucault podem ser negligenciadas.

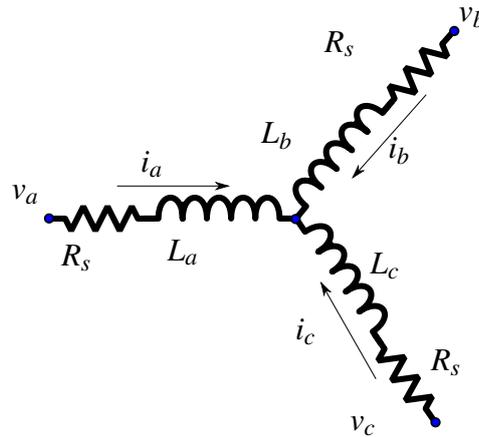
Através da análise do circuito equivalente do PMSG, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

$$\begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ab} & L_b & M_{bc} \\ M_{ac} & M_{bc} & L_c \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \phi_{pma} \\ \phi_{pmb} \\ \phi_{pmc} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

onde $v_{a,b,c}$ são as tensões de fase do gerador, $i_{a,b,c}$ são as correntes de linha, R_s é a resistência do estator, $L_{a,b,c}$ são as indutâncias próprias, M_{ij} são as indutâncias mútuas entre as fases i e j , onde as fases são indicadas pelos índices a, b, c .

Figura 4.4 – Circuito elétrico equivalente do gerador síncrono de ímãs permanentes



Fonte: produção do autor. As equações foram deduzidas com as correntes entrando na máquina, como motor, mas sabe-se que para caracterizar um gerador as correntes devem sair da máquina.

As indutâncias são expressadas, em função do ângulo elétrico θ_e entre o rotor e o estator, como segue (BOLDEA, 2005)

$$\begin{aligned}
 L_a &= L_0 + L_m \cos(2\theta_e) \\
 L_b &= L_0 + L_m \cos\left(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \\
 L_c &= L_0 + L_m \cos\left(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \\
 M_{ab} &= -\frac{1}{2}L_0 + L_m \cos\left(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \\
 M_{bc} &= -\frac{1}{2}L_0 + L_m \cos(2\theta_e) \\
 M_{ac} &= -\frac{1}{2}L_0 + L_m \cos\left(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right).
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

onde L_0 é uma indutância fixa e L_m é um coeficiente proporcional a indutância relacionada a variação da posição do rotor.

Na Equação 4.1 e 4.2 os fluxos $\phi_{a,b,c}$ são os fluxos gerados em decorrência da passagem de corrente pelas bobinas do motor e os fluxos ($\phi_{pm_{a,b,c}}$) são relativos à passagem dos ímãs do rotor pelas bobinas. Dessa maneira, há um acoplamento entre os fluxos dos ímãs e os fluxos provenientes das correntes de fase do estator em cada equação de fluxo de fase. Esse acoplamento é modelado como uma variação senoidal dos fluxos nas fases, de modo que:

$$\begin{aligned}
 \phi_{pm_a} &= \phi_{pm} \cos(\theta_e) \\
 \phi_{pm_b} &= \phi_{pm} \cos\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \\
 \phi_{pm_c} &= \phi_{pm} \cos\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right).
 \end{aligned} \tag{4.4}$$

4.2.2 Transformações de Clark e Park

A transformada de Clark realiza uma mudança de base, convertendo grandezas na base abc para a base $\alpha\beta 0$. Em sistemas equilibrados, a última variável apresenta valor nulo. Dessa maneira, considera-se que essa transformação converte o sistema trifásico em um sistema bifásico equivalente, conhecido como sistema estacionário (uma vez que o eixo das coordenadas são fixos).

Para a transformada de Clark, existem duas formas principais de interpretação e formulações matemáticas:

- Invariante em potência (BARBI, 1985)
- Invariante em tensão e corrente (KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 2013)

Cada uma faz com que a amplitude da grandeza invariante seja igual em coordenadas abc ou em coordenadas $\alpha\beta 0$. A transformação utilizada neste trabalho é a invariante em tensão e corrente pelo fato de facilitar o controle e a proteção do sistema gerador retificador. A transformação invariante em tensão e corrente é dada por:

$$T_{\alpha\beta 0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

A transformada inversa é dada por:

$$[T_{\alpha\beta 0}]^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix}. \quad (4.6)$$

Outra transformação utilizada na modelagem do motor é a transformada de Park. Essa transformação também provoca uma mudança de base. Entretanto, nesse caso, a nova base é girante, ou seja, os eixos de coordenada variam de acordo com um sistema de referência (também chamado de *frame*) (KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 2013). Como o gerador em questão é síncrono, é possível utilizar o *frame* de referência da posição elétrica rotórica na aplicação da transformada. Com isso, as variações de indutância com a posição são linearizadas no modelo, tornando-se parâmetros constantes. Da mesma forma, os sinais de tensão e corrente tornam-se constantes em regime permanente, com o uso dessa transformação. A transformada

de Park, considerando o sistema de referência na posição elétrica do rotor (θ_e) em sua versão completa, é dada por:

$$T_{dq0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_e) & -\sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}. \quad (4.7)$$

A transformação inversa de Park é dada por:

$$[T_{dq0}]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & -\sin(\theta_e) & 1 \\ \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix}. \quad (4.8)$$

A transformação apresentada é conhecida como transformação direta de Park. Contudo, uma vez que se tenha aplicado a transformação de Clark, é possível aplicar uma matriz de rotação (por vezes, também denominada transformada de Park) após a primeira transformação. Isso provoca o mesmo efeito da transformação direta de Park, com um custo computacional menor, uma vez que são utilizadas duas funções senoidais a menos, nesse caso, visto que a matriz de rotação apresenta apenas quatro funções senoidais. A matriz de rotação é dada por:

$$T_{dq0} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \sin(\theta_e) & 0 \\ -\sin(\theta_e) & \cos(\theta_e) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (4.9)$$

Assumindo que o fluxo magnético está alinhado com o eixo d , obtém-se que ϕ_{pm_q} é nulo e portanto todo o fluxo ϕ_{pm} está na componente d do fluxo, ϕ_{pm_d} .

Aplicando a transformada direta de Park ou a transformada de Clark seguida da de Park nas Equações (4.1) e (4.2), obtém-se o circuito equivalente do motor em transformadas dq :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \omega_e \cdot \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

$$\begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \phi_{pm} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

onde, ω_e é a velocidade angular elétrica, pode ser dada por:

$$\omega_e = \frac{N_p}{2} \omega_m \quad (4.12)$$

onde N_p é o número de polos do gerador e ω_m é a velocidade angular mecânica.

Também na Equação (4.11), tem-se que:

$$\begin{aligned} L_d &= \frac{3}{2}(L_0 - L_m) \\ L_q &= \frac{3}{2}(L_0 + L_m) \end{aligned} \quad (4.13)$$

substituindo (4.11) em (4.10), obtém-se:

$$v_d = R_s i_d - \omega_e L_q i_q + L_d \frac{d}{dt} i_d \quad (4.14)$$

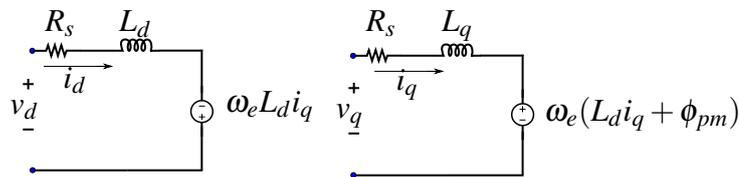
$$v_q = R_s i_q + \omega_e (L_d i_d + \phi_{pm}) + L_q \frac{d}{dt} i_q \quad (4.15)$$

e colocando em forma de equações de estado:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & \frac{\omega_e L_q}{L_d} \\ -\frac{\omega_e L_d}{L_q} & -\frac{R_s}{L_q} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_q} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{\phi_{pm}}{L_q} \end{bmatrix} \omega_e. \quad (4.16)$$

A Figura 4.5 apresenta os circuitos equivalente das Equações (4.14) e (4.15), onde as correntes do eixo d (i_d) e do eixo q (i_q) são negativas, já que se trata de um gerador.

Figura 4.5 – Circuito equivalente do gerador em transformada dq.



Fonte: produção do autor.

4.2.3 Potência elétrica e conjugado elétrico

A potência elétrica (P_e) nos terminais do gerador dá-se pelo somatório da multiplicação da tensão e da corrente instantânea de cada fase (BERNARDES, 2009). A partir disso e aplicando a transformada de Park, obtém-se a potência elétrica, descrita como:

$$P_e = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q). \quad (4.17)$$

Substituindo as Equações (4.14) e (4.15) em (4.17), obtém-se:

$$P_e = \frac{3}{2} \left[R_s (i_d^2 + i_q^2) + \left(i_d \frac{d\phi_d}{dt} + i_q \frac{d\phi_q}{dt} \right) + \omega_e (\phi_d i_d - \phi_q i_q) \right]. \quad (4.18)$$

Pode-se separar a potência elétrica do gerador em três parcelas distintas. A primeira descreve as perdas devidas à não idealidade das bobinas (também chamadas de perdas no cobre):

$$P_{cu} = \frac{3}{2} R_s (i_d^2 + i_q^2). \quad (4.19)$$

A segunda parcela é decorrente da taxa de variação da energia armazenada nas indutâncias, dada por:

$$P_L = \frac{3}{2} \left(i_d \frac{d}{dt} \phi_d + i_q \frac{d}{dt} \phi_q \right) \quad (4.20)$$

e, o último termo, corresponde a potência convertida da forma mecânica para a elétrica, chamada de potência eletromecânica

$$P_g = \frac{3}{2} \omega_e (\phi_d i_d - \phi_q i_q). \quad (4.21)$$

Para calcular o conjugado substitui-se as equações (4.11) e (4.12) em (4.21), assim obtém-se:

$$\tau_e = \frac{3 N_p}{2} \frac{1}{2} [\phi_{pm} i_q + (L_d - L_q) i_d i_q]. \quad (4.22)$$

A Equação (4.22) ainda pode ser separada em duas parcelas, onde o primeiro termo representa o conjugado síncrono e o segundo termo representa o conjugado de relutância. Em máquinas de polos lisos as indutâncias L_d e L_q são iguais. Dessa forma, essa última parcela é nula (CORRÊA, 2015). Considerando este fato, obtém-se como equação do conjugado eletromagnético:

$$\tau_e = \frac{3 N_p}{2} \frac{1}{2} \phi_{pm} i_q. \quad (4.23)$$

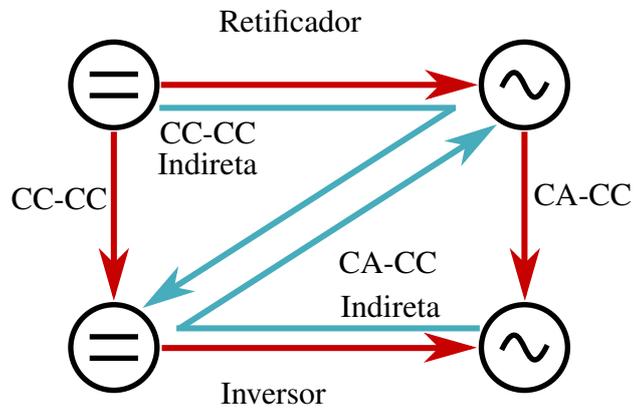
4.3 CONVERSORES DE POTÊNCIA

Conversores de Potência são dispositivos que convertem energia elétrica, conforme mostra a Figura 4.6, para isso utilizam componentes semicondutores que operam na região de corte ou saturação (como interruptores) (BARBI, 2006). Os conversores podem ser classificados conforme os semicondutores que possuem:

- não controláveis, compostos por diodos que entram em condução e bloqueio de forma espontânea. Se a tensão sobre o componente for positiva, o mesmo entra em condução e quando a corrente se extingue o componente bloqueia;
- semi-controláveis, compostos por tiristores, a entrada em condução pode ser controlada mas o bloqueio não;

- controláveis, compostos por transistores onde a entrada em condução e o bloqueio podem ser controlados.

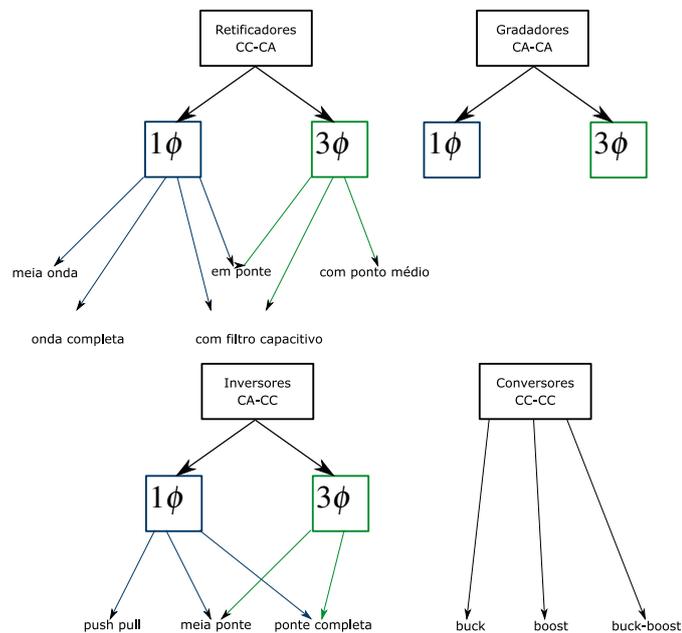
Figura 4.6 – Principais funções dos conversores chaveados



Fonte: Baseado em (BARBI, 2006).

Os conversores chaveados podem ser monofásicos ou trifásicos. As principais topologias estão representadas na Figura 4.7.

Figura 4.7 – Principais topologias dos conversores chaveados



Fonte: Próprio autor.

4.4 RETIFICADOR TRIFÁSICO BIDIRECIONAL

O retificador trifásico bidirecional, mostrado na Figura 4.8, está englobado dentro da topologia de inversores trifásicos de ponte completa. Porém, nesta aplicação, é utilizado como retificador.

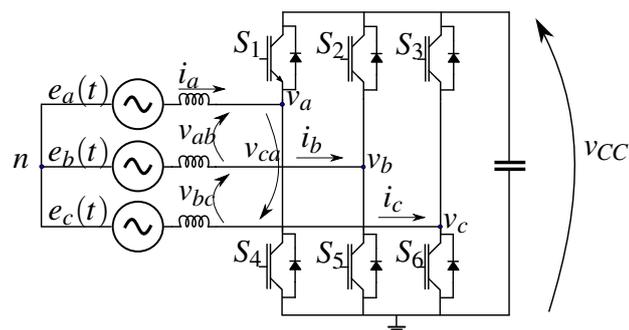
Assim, sua nomenclatura neste trabalho será como retificador trifásico bidirecional, para lembrar que o fluxo de potência pode caminhar através dos quatro quadrantes do diagrama de tensão por corrente. Mas nesta aplicação o gerador mandará um sinal CA que ao passar pela estrutura de potência se tornará um sinal CC.

Para interligar o sistema de geração à rede elétrica, é necessário, após o estágio de retificação (CA-CC) e armazenamento de energia, um estágio de inversão (CC-CA). Nesse último, utilizar-se-ia uma modulação senoidal, sincronizada com a rede, entre outros aspectos. O sistema completo de retificação e inversão (CA-CC-CA) é conhecido como back-to-back. Este trabalho se preocupará apenas com o estágio CA-CC. Assim sendo, apenas o retificador trifásico bidirecional será objeto de estudo.

4.4.1 Modelo do retificador

Para entender como o retificador funciona matematicamente, pode-se modelá-lo a partir de resolução do circuito da Figura 4.8, fazendo análise de malhas e assumindo que S_1 , S_2 e S_3 são os sinais de comando de interruptores eletrônicos ideais..

Figura 4.8 – Retificador trifásico bidirecional



Fonte: produção do autor.

Resolvendo as malhas, obtém-se:

$$\begin{aligned}
v_{an} &= \frac{1}{3}(-2S_1 + S_2 + S_3)v_{CC} \\
v_{bn} &= \frac{1}{3}(S_1 - 2S_2 + S_3)v_{CC} \\
v_{cn} &= \frac{1}{3}(S_1 + S_2 - 2S_3)v_{CC}
\end{aligned} \tag{4.24}$$

Reescrevendo a Equação (4.24) na forma matricial, tem-se que:

$$\begin{bmatrix} v_{an} \\ v_{bn} \\ v_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} v_{cc} \tag{4.25}$$

A Equação 4.25 descreve de uma forma simples as tensões v_a , v_b e v_c referenciadas ao ponto n , necessitando apenas da informação a respeito do comando dos interruptores.

4.4.2 Modulações

O retificador bidirecional é uma estrutura não-linear, operada através de comandos binários, impostos à porta dos interruptores. Assume-se que quando um sinal de comando de nível lógico alto seja imposto ao interruptor, o mesmo entra em condução. Caso um nível lógico baixo seja imposto ao interruptor, o mesmo é bloqueado. De forma geral, esses retificadores são aplicados em um sistema em malha fechada, com a presença de um controlador linear. Esses controladores informam um valor real de uma grandeza elétrica que deveria estar nos terminais do gerador. Para fazer a "tradução" entre esse valor real e os sinais de comando binários, necessários para acionar o retificador, existem as chamadas modulações. Neste trabalho, são apresentadas três modulações para o retificador trifásico:

1. Modulação de baixa frequência (Six-Step);
2. Modulação por largura de pulso (PWM);
3. Modulação vetorial (SVM).

Na modulação de baixa frequência, a a tensão de comando dos interruptores é determinada a partir da posição angular elétrica da tensão da fonte (gerador). Para uma frequência de 60 Hz, a comutação dos interruptores é mostrada na Tabela 4.1.

A modulação de baixa frequência gera uma forma de onda quadrada defasada de 120 graus elétricos entre as fases. É importante destacar que a modulação de seis pulsos apresentada opera em condução contínua, havendo sempre operação complementar. Existem modulações

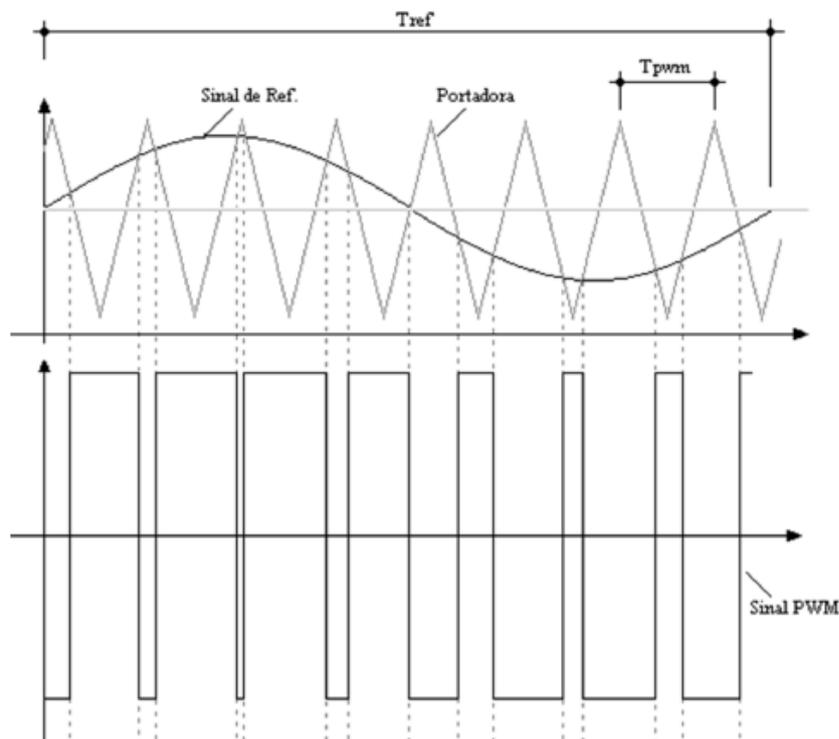
Tabela 4.1 – Modulação Six-step

Intervalo do ângulo	Comando dado	Comentário
$0 \leq \text{ângulo} \leq 180$	$S_1 = 1$ e $S_2 = 0$	liga-se o interruptor S_1
$60 \leq \text{ângulo} \leq 240$	$S_3 = 1$ e $S_3 = 0$	liga-se o interruptor S_3
$120 \leq \text{ângulo} \leq 300$	$S_2 = 1$ e $S_2 = 0$	liga-se o interruptor S_2

de seis pulsos em que há a condução descontínua, ou seja, a cada 120 graus elétricos, um braço do retificador é desativado, implicando uma operação não-complementar.

A modulação por largura de pulso (PWM) é mais robusta e mais complexa que a anterior. Essa modulação, como o nome já indica, varia a largura de pulsos de mesma amplitude, formando uma forma de onda relativa à quantidade de tempo em que o pulso ficou em nível alto ou baixo. Uma das formas de gerar esses pulsos é através de um comparador, onde em uma de suas entradas está uma forma de onda senoidal de frequência igual a desejada na entrada do retificador e, na outra entrada do comparador, está uma forma de onda triangular de frequência igual a de comutação. Mais detalhes podem ser vistos na Figura 4.9.

Figura 4.9 – Modulação PWM

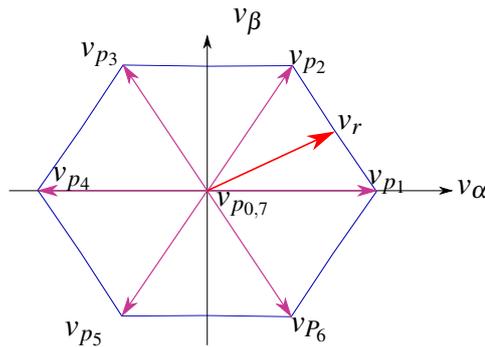


Fonte: produção do autor.

A modulação vetorial é uma técnica similar com a PWM. Nessa modulação, há adição entre os estados possíveis de comutação pela combinação de acionamento dos interruptores. Cada estado representa um vetor. Na topologia estudada, o retificador trifásico bidirecional, há

oito estados (ou vetores espaciais), sendo dois nulos. Esses vetores são referenciados ao plano α, β formando um hexágono de possibilidades, representado de forma gráfica na Figura 4.10. Esse polígono é dividido em seis regiões ou setores. Cada região é delimitada por dois vetores. A partir da soma de vetores, encontra-se um vetor equivalente que pode assumir qualquer valor dentro do hexágono. Na tabela 4.2 estão apresentadas os vetores com as combinações de chaves empregadas e os seus valores nos eixos $\alpha\beta$.

Figura 4.10 – Modulação SVM



Fonte: produção do autor.

Tabela 4.2 – Vetores da modulação SVM

S_1	S_2	S_3	vetor	$\frac{v_\alpha}{v_{CC}}$	$\frac{v_\beta}{v_{CC}}$
0	0	0	v_{p0}	0	0
1	0	0	v_{p1}	$\frac{2}{3}$	0
1	1	0	v_{p2}	$\frac{1}{3}$	$\frac{\sqrt{3}}{3}$
0	1	0	v_{p3}	$-\frac{1}{3}$	$\frac{\sqrt{3}}{3}$
0	0	1	v_{p4}	$-\frac{2}{3}$	0
0	0	1	v_{p5}	$-\frac{1}{3}$	$-\frac{\sqrt{3}}{3}$
1	0	1	v_{p6}	$\frac{1}{3}$	$-\frac{\sqrt{3}}{3}$
1	1	1	v_{p7}	0	0

Assim, qualquer vetor equivalente existente dentro de um setor, pode ser representado pelos vetores que delimitam sua região e pelo vetor nulo. A amplitude e a fase do vetor equivalente é determinada a partir do tempo em que cada vetor primário é habilitado.

Tendo como base esse método, pode-se expandi-lo para a região de sobremodulação onde o vetor equivalente ultrapassa os valores do hexágono.

Um dos objetivos deste trabalho é controlar a tensão do barramento do retificador CC (v_{CC}) em função das correntes geradas pelo PMSG (i_a, i_b, i_c), utilizando a modulação PWM. Essa modulação é empregada nos interruptores (S_1, S_2, S_3) de forma complementar.

4.5 CONTROLE DE SISTEMAS

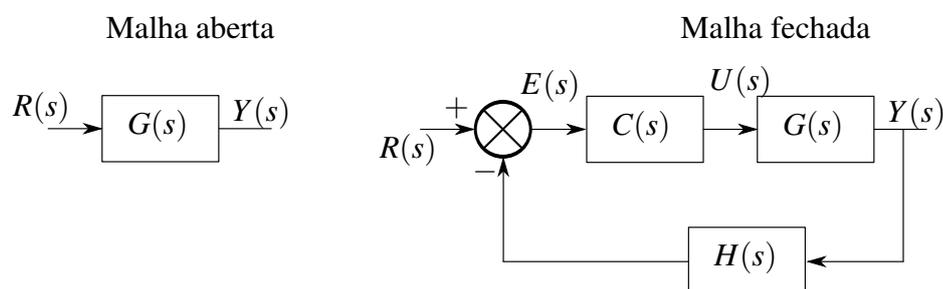
Para unir o PMSG com o retificador é necessário controlar as correntes que saem do gerador. Para isso, nessa seção falaremos sobre o controle.

4.5.1 Definições e noções básicas

Controlar um sistema é impor ao mesmo um comportamento desejado, isto é, impor dinâmicas para, em união com a planta, gerar o resultado desejado.

Existem duas formas básicas de controle. A primeira é a operação em malha aberta, em que uma ação de controle (ou uma referência) é imposta diretamente à planta. Não existe realimentação de informações da saída da planta. A segunda forma básica de controle é a operação em malha fechada. Nesse caso, há o retorno de informações sobre a saída da planta ao controlador. Normalmente, os controladores em sistemas realimentado atuam sobre o erro da saída em relação ao valor de referência desejado (OGATA, 2003).

Figura 4.11 – Malha aberta e malha fechada



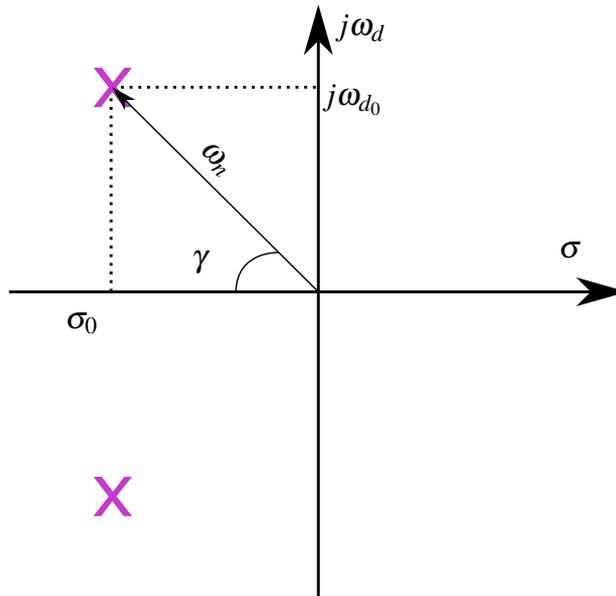
Fonte: produção do autor.

Entre as diversas formas de modelar matematicamente uma planta, existe a modelagem analítica ou fenomenológica, que parte do conhecimento a respeito dos fenômenos físicos relacionados à planta.

Entre essas descrições matemáticas, existe a transformada de Laplace, que simplifica as equações diferenciais de um sistema em equações algébricas. A partir da transformada, utiliza-se o plano complexo, vê-se a Figura 4.12, ou a resposta em frequência, para analisar a planta e projetar o controlador.

Através da transformada de Laplace, o sistema pode ser expressado matematicamente na forma de divisão de polinômios. Para isso, equaciona-se a planta de modo a obter a relação entre a saída e a entrada, em termos polinomiais. Essa expressão é conhecida como função de trans-

Figura 4.12 – Plano complexo



Fonte: produção do autor.

ferência. As raízes do numerador são chamadas de zeros, enquanto as raízes do denominador são chamadas de polos. A forma canônica da função de transferência é dada por:

$$G(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (4.26)$$

em que ω_n é a frequência natural do sistema e ζ é o coeficiente de amortecimento do sistema.

A partir do plano complexo pode-se obter as seguintes relações:

$$\begin{aligned} \omega_d &= \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2}, \\ \gamma &= \arccos(\zeta). \end{aligned} \quad (4.27)$$

A planta pode ser determinada pelo seu tipo. O tipo da planta é determinado pelo número de polos existentes na origem, na equação de malha aberta da planta, pois eles indicam o comportamento da planta ao aplicar-se uma referência degrau, rampa ou parábola (OGATA, 2003). Os tipos, bem como o número de integradores está descrito na Tabela 4.3.

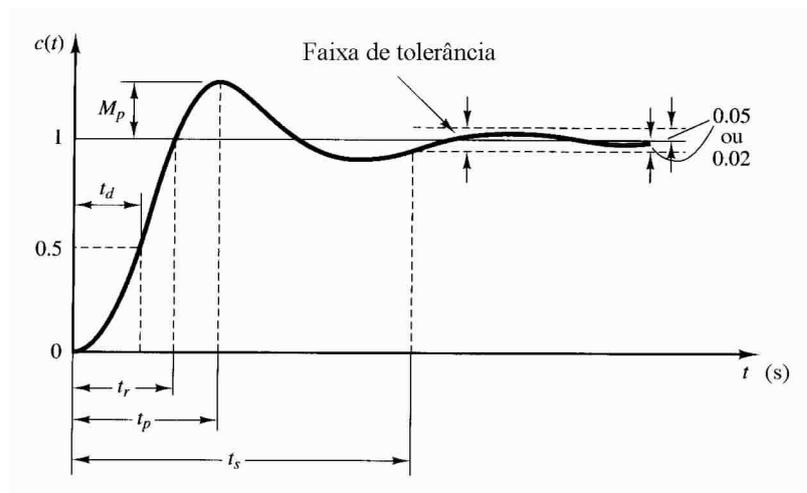
Tabela 4.3 – Qualidade do sistema

Nº de polos na origem	Tipo	Erro a resposta ao degrau	rampa	parábola
0	0	cte	∞	∞
1	1	0	cte	∞
2	2	0	0	cte

Para uma análise numérica dos sistemas são denominadas algumas grandezas, como mostrado na Figura 4.13, são elas:

- Tempo de atraso (t_d): é o tempo que o sistema leva para chegar a 50% do valor final;
- Tempo de subida (t_r): é o tempo que o sistema leva para chegar ao valor final pela primeira vez. Normalmente, é definido de 10 a 90%;
- Tempo de pico (t_p): é o tempo que o sistema leva para atingir o valor mais alto, pico;
- Máximo sobre-sinal, em inglês *overshoot* (M_p): é o valor percentual da diferença do valor de pico com o valor da referência;
- Tempo de acomodação (t_s): é o tempo que o sistema leva para variar de 5% ou 2% em torno do valor de referência.

Figura 4.13 – Análise da resposta de um sistema de segunda ordem



Fonte: Retirado (OGATA, 2003).

Essas grandezas podem ser expressas matematicamente, de modo que:

$$t_r = \frac{1}{\omega_d} \arctan \left(\frac{\omega_d}{-\sigma} \right), \quad (4.28)$$

$$t_p = \frac{\pi}{\omega_d}, \quad (4.29)$$

$$M_p = e^{\frac{-\pi\zeta}{\sqrt{1-\zeta^2}}}, \quad (4.30)$$

$$\begin{aligned}
 t_s &= \frac{4}{\zeta \omega_n} \quad (\text{critério de } 2\%), \\
 t_s &= \frac{3}{\zeta \omega_n} \quad (\text{critério de } 5\%).
 \end{aligned}
 \tag{4.31}$$

Na teoria de controlador projetados a partir do plano complexo, existem três tipos básicos de ação de controle. A ação proporcional que atua sobre o erro entre a referência e a saída da planta, acelerando sua dinâmica através de um ganho. A ação integral que atua sobre o erro acumulado da planta. Esse tipo de ação permite a extinção do erro em regime permanente da planta de tipo 0, para uma entrada do tipo degrau, pois adiciona um polo na origem do sistema, em malha aberta. A última ação básica de controle é a ação derivativa (antecipativa), que atua sobre a variação do erro. Essa ação permite a melhora de alguns aspectos dinâmicos da planta, mas torna o sistema muito suscetível à influência de ruídos. Geralmente, realiza-se a multiplicação na frequência de duas ou mais ações básicas de controle, para aumentar a gama de possíveis comportamentos a serem impostos a planta (OGATA, 2003).

Nesse trabalho, será utilizado o controlador com ações proporcional e integral, denominado controlador proporcional-integrativo (PI), uma vez que a operação em malha aberta não era suficiente para o controle da planta. Entretanto, como será detalhado no Capítulo 5, houve a necessidade do uso de múltiplas malhas de controle, dada a característica multivariável do sistema de geração.

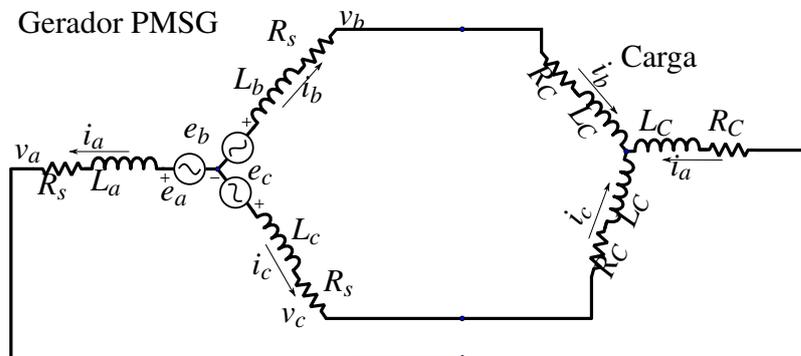
5 SIMULAÇÃO

Com objetivo de aprofundar o estudo, optou-se por realizar simulações numéricas. O estudo prático mostrou-se inviável devido a ausência de bancada própria para geração no laboratório de pesquisa em controle de sistemas (LAPESC), da universidade.

Inicialmente, foram feitas simulações das plantas separadas: gerador e inversor, em malha aberta. Posteriormente, integrou-se todos os modelos em um só, operando em malha fechada. Não foi realizada a simulação do sistema mecânico (turbina, controle de ângulo das pás e MPPT). Desse modo, essa parte foi compreendida apenas no estudo teórico, apresentado no Capítulo 3.

A primeira planta a ser simulada foi o PMSG em malha aberta. Optou-se por modelá-la de forma trifásica, para a simulação, com as correntes saindo do gerador para uma carga trifásica, como mostra a Figura 5.1. Observou-se que desta forma o gerador atua como uma fonte de corrente.

Figura 5.1 – Circuito modelado para a simulação do PMSG em malha aberta



Fonte: produção do autor.

Analisando o circuito da Figura 5.1, tem-se que:

$$\begin{aligned}
 \frac{di_a}{dt} &= \frac{1}{L_a}(-R_s i_a - v_a) + e_a \\
 \frac{di_b}{dt} &= \frac{1}{L_b}(-R_s i_b - v_b) + e_b \\
 \frac{di_c}{dt} &= \frac{1}{L_c}(-R_s i_c - v_c) + e_c
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

e também:

$$\begin{aligned} v_a &= R_C i_a + L_C \frac{di_a}{dt} \\ v_b &= R_C i_b + L_C \frac{di_b}{dt} \\ v_c &= R_C i_c + L_C \frac{di_c}{dt}. \end{aligned} \quad (5.2)$$

Destaca-se também que:

$$\begin{aligned} e_a &= k_e \omega_m \sin(\theta_e) \\ e_b &= k_e \omega_m \sin\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \\ e_c &= k_e \omega_m \sin\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right). \end{aligned} \quad (5.3)$$

Para evitar a divergência numérica, optou-se por utilizar os parâmetros de uma máquina síncrona de ímãs permanentes do laboratório. Ressalta-se que tal máquina não foi projetada para ser um gerador e sim um motor. Entretanto, seus parâmetros são suficientemente representativos para a finalidade desse trabalho. Esses parâmetros estão descritos na Tabela 5.1. A carga que foi utilizada está apresentada na Tabela 5.2. Tal carga simboliza uma possível demanda de ativo e reativo, solicitada ao gerador. A mesma foi escolhida de forma arbitrária, levando-se em consideração a potência máxima da máquina em questão (700 VA).

Tabela 5.1 – Parâmetros PMSG

Grandeza	Valor
R_s	15.5 Ω
$L_{a,b,c}$	0.038 H
J_m	0.0001 kgm ²
B_m	0.0002 Nms
k_e	5.6 Vs/rad
N_p	48

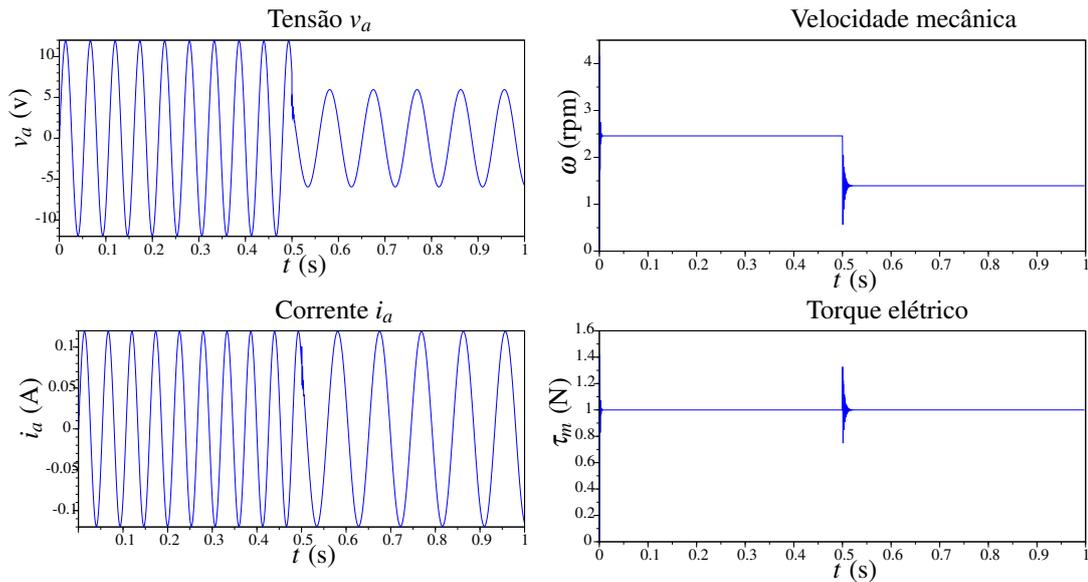
Tabela 5.2 – Parâmetros da carga utilizada na simulação do PMSG em malha aberta

Grandeza	Valor
R_C	100 Ω
L_C	0.003 H

Com isso, realizou-se uma simulação numérica em passo fixo, no *software Scilab*, em código de linha. Os resultados obtidos são apresentados na Figura 5.2.

Na metade do tempo de simulação, variou-se o valor da resistência de carga, reduzindo-a a metade de seu valor original. Observa-se que os resultados foram satisfatórios e condizem

Figura 5.2 – Resultados da simulação do PMSG em malha aberta



Fonte: produção do autor.

com a física, validando o modelo, uma vez que, com o aumento da potência solicitada, há uma sobrecarga na máquina. Como o torque externo é constante, ocorre na máquina uma redução da rotação, pois não há mais energia externa disponível.

Na sequência, realizou-se a simulação com um PI para controlar as correntes que a máquina fornecia ao sistema (carga RL trifásica). Esse controle foi projetado em variáveis dq , através de um modelo simplificado. Essa técnica será melhor explanada na Seção 5.1.

Com o controle funcionando, foi implementado o retificador trifásico bidirecional. Antes de realizar a simulação completa, foi realizada a simulação do retificador separadamente conectado a uma fonte ideal e a uma carga. Foram aplicadas a modulação de baixa frequência e a PWM como forma de estudo. Também foi projetado um controle da tensão no barramento CC. Isso será abordado na Seção 5.2.

Com as plantas separadas funcionando, os modelos desenvolvidos foram agrupados em uma única simulação. Para emular o vento, utilizou-se o modelo de simulação de um motor CC controlado e com alta dinâmica conectado ao PMSG como máquina primária.

5.1 PROJETO E SIMULAÇÃO DOS CONTROLADORES DE CORRENTE

Para controlar o fluxo de potência do sistema atuador-gerador (retificador bidirecional), propôs-se um controle das correntes geradas na máquina, através do modelo representado na Equação (4.16). Esse modelo da planta está apresentado no plano dq , por isso há um acoplamento entre as duas equações de estados i_d e i_q . No projeto desenvolvido, os termos de

acoplamento bem como a tensão induzida $\omega_e \phi_{pm}$ são considerados distúrbios externos. Assim, tais fenômenos não são considerados para o modelo matemático do projeto. Ressalta-se que a máquina estudada possui polos lisos $L_d = L_q = L_{eq}$. Com isso, obtém-se um sistema linear invariante no tempo (LIT) com uma entrada e uma saída (SISO).

A função de transferência que representa esse sistema, descrevendo as correntes do gerador em função das tensões é

$$G(s) = \frac{i_d(s)}{v_d(s)} = \frac{i_q(s)}{v_q(s)} = \frac{1}{sL_{eq} + R_s}. \quad (5.4)$$

Analisando a planta, propõem-se um controlador PI. Como requisitos de controle optou-se por uma frequência de corte de 10 Hz e um zero do controlador cancelando o polo da planta.

Para atender esses requisitos, os ganhos foram calculados utilizando um algoritmo iterativo. Seu pseudo código está disposto abaixo.

Algoritmo 1: CALCULA k_p E k_i

Entrada: $z_d, \omega_{mf,d}, K, p_d$

Saída: k_p, k_i

1 $passo = 0.001$

2 $\varepsilon = 0.1$

3 **início**

4 **para cada** $|\omega_{mf,d} - \omega_{mf}| > \varepsilon$ **faça**

5 $z \leftarrow \frac{k_i}{k_p};$

6 $k_p \leftarrow \frac{k_i}{z_d};$

7 $\omega_{mf} \leftarrow (-p_d + k_p K + \sqrt{(p_d - k_p K)^2 + 4z})/2;$

8 $k_i \leftarrow (\omega_{mf,d} - \omega_{mf})passo + k_i;$

9 **fim**

10 **fim**

11 **retorna** k_p, k_i

onde z_d é o zero desejado, $\omega_{mf,d}$ é a frequência de corte K é o ganho da planta e p_d é o polo da planta. Com o algoritmo, foram obtidos os ganhos apresentados na Tabela 5.3

Tabela 5.3 – Ganhos dos controladores de corrente

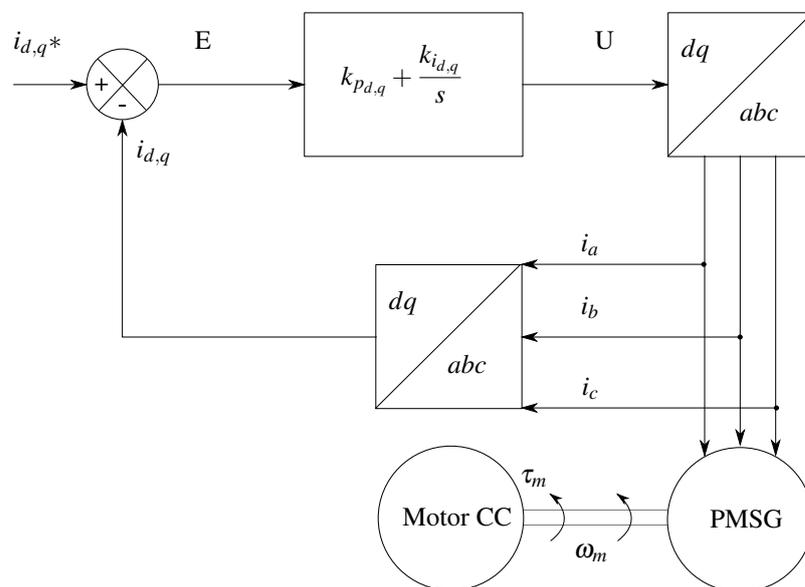
Grandeza	Valor
$k_{p,d,q}$	26.07
$k_{i,d,q}$	3554.36

A partir desses ganhos, foi realizada uma simulação com o intuito de validar o controlador de correntes. Nessa simulação, foi incorporado o motor CC como máquina primária. O PMSG foi simulado com o mesmo modelo da simulação em malha aberta e o controle foi realizado em variáveis dq .

Observa-se que, no modelo de controle, as correntes entram no gerador. Por isso, ao se acoplar o controlador ao modelo trifásico, obteve-se uma planta inversora. Dessa forma, foi necessário inverter o sinal das ações de controle calculadas para evitar a divergência do controlador.

Na Figura 5.3, é apresentado o diagrama de bloco utilizado para a simulação.

Figura 5.3 – Diagrama de blocos somente da malha de corrente

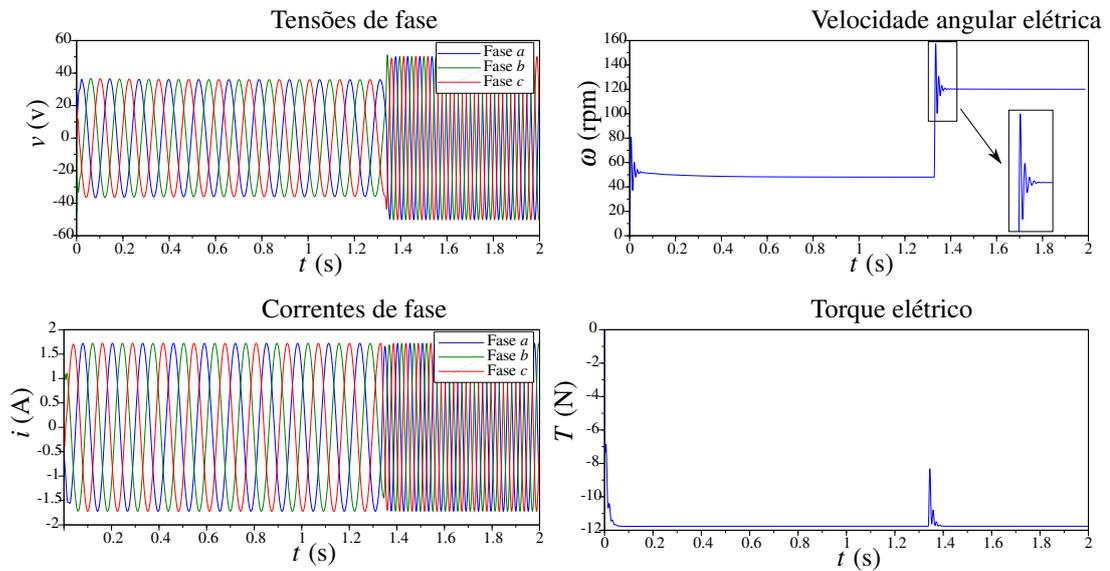


Fonte: produção do autor.

Os resultados obtidos com essa simulação estão apresentados na Figura 5.4 e na Figura 5.5. Foi realizada uma variação da velocidade do motor CC ("vento") para analisar o comportamento do controle. Em dois terços do tempo de simulação, foi mudada a referência de velocidade do motor CC de 2 rad/s para 5 rad/s. O controlador conseguiu atuar sobre a perturbação e operar no novo ponto de operação. Como o diâmetro dessa máquina tem 0,0229 m, não há sentido fazer análises considerando a velocidade do vento em m/s. Para fazer essa análise, seria necessário conhecer o raio da pá e ainda considerar que a máquina estudada possui 48 polos.

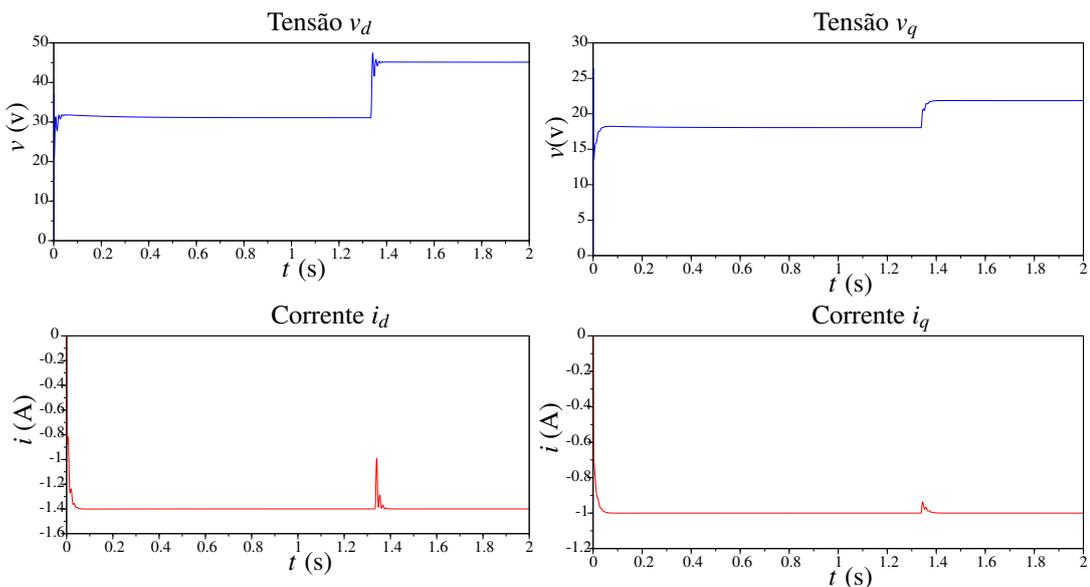
Apesar da simulação com o controle das correntes ser satisfatória, ela pressupõe o uso de reguladores lineares de tensão nos terminais do gerador, capazes de impor diretamente as tensões v_d e v_q , para controlar as correntes desejadas. Essa condição é pouco viável na prática. Desse modo, para realizar uma simulação mais completa e realista, decidiu-se acrescentar como

Figura 5.4 – Resultados da simulação do PMSG com controle das correntes



Fonte: produção do autor.

Figura 5.5 – Resultados da simulação do PMSG com controle das correntes variáveis dq



Fonte: produção do autor.

atuador o retificador trifásico bidirecional. Esse conversor faz a ponte entre a ação de controle e a tensão gerada propriamente dita. Realizou-se também o controle do barramento CC em uma faixa de tensão. Tal barramento alimenta uma carga resistiva.

5.2 PROJETO E SIMULAÇÃO DO RETIFICADOR TRIFÁSICO BIDIRECIONAL SEM A INTEGRAÇÃO AO SISTEMA

Para estudar o retificador trifásico bidirecional de forma mais completa, realizou-se a simulação do mesmo. A partir da modelagem realizada no Capítulo 4, mais especificamente da Equação 4.25, obtém-se uma relação entre o comando das chaves e a tensão no terminal do gerador em relação ao ponto de neutro do mesmo. Com esse modelo, simulou-se o retificador.

Primeiramente, optou-se por simular o retificador de forma individual utilizando uma modelagem de baixa frequência. Para isso, foi considerado e_a , e_b e e_c como fontes senoidais ideais defasadas 120 graus. Foram consideradas resistência e indutância de linha. Além disso, nessa simulação, foi considerado a dinâmica do barramento CC.

A modulação foi realizada conforme foi apresentado na Seção 4.4.2 em que cada interruptor eletrônico é acionado a cada 180 graus (operação complementar). Essa simulação foi realizada em malha aberta, sem realizar o controle da tensão do barramento CC.

A Figura 5.7 mostra os resultados obtidos com essa simulação. Os parâmetros utilizados nessa simulação estão apresentados na Tabela 5.4.

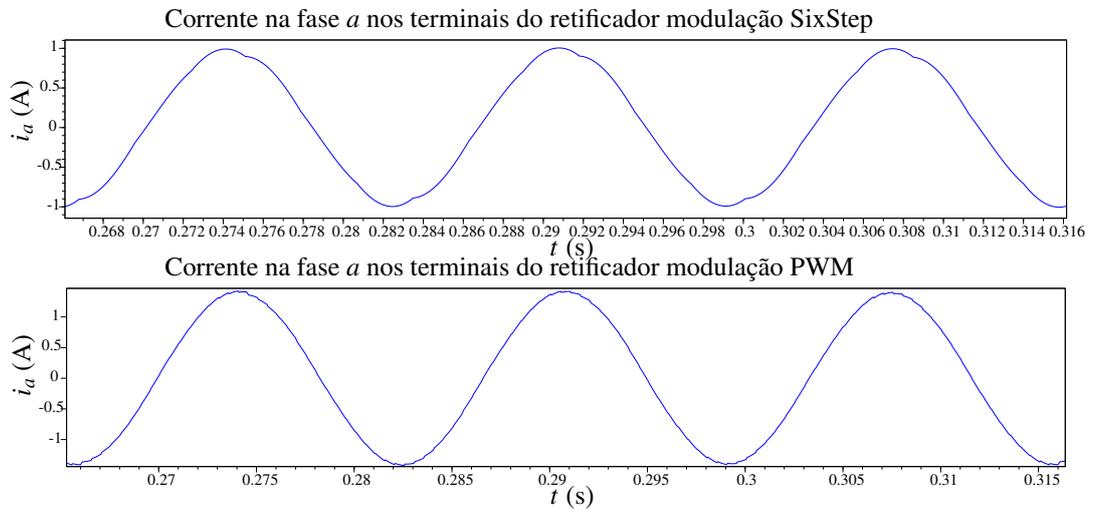
Tabela 5.4 – Parâmetros referentes a simulação do retificador trifásico bidirecional com a modulação de baixa frequência.

Grandeza	Valor
R	10 Ω
L	0.1 H
f	60 Hz
C_{CC}	0.001 F
R_{CC}	100 Ω
$v_{CC}(1)$	20 V

Vê-se que as correntes apresentam uma leve deformação devido a modulação, ver Figura 5.6. Também observa-se que a tensão de barramento se estabiliza em 27 V com uma leve ondulação decorrente da comutação dos interruptores. É importante ressaltar também que a tensão nos terminais do retificador (v_{an}, v_{bn}, v_{cn}) além de serem comutadas, apresentam distorções devido ao tipo de modulação e a corrente é defasada desta tensão.

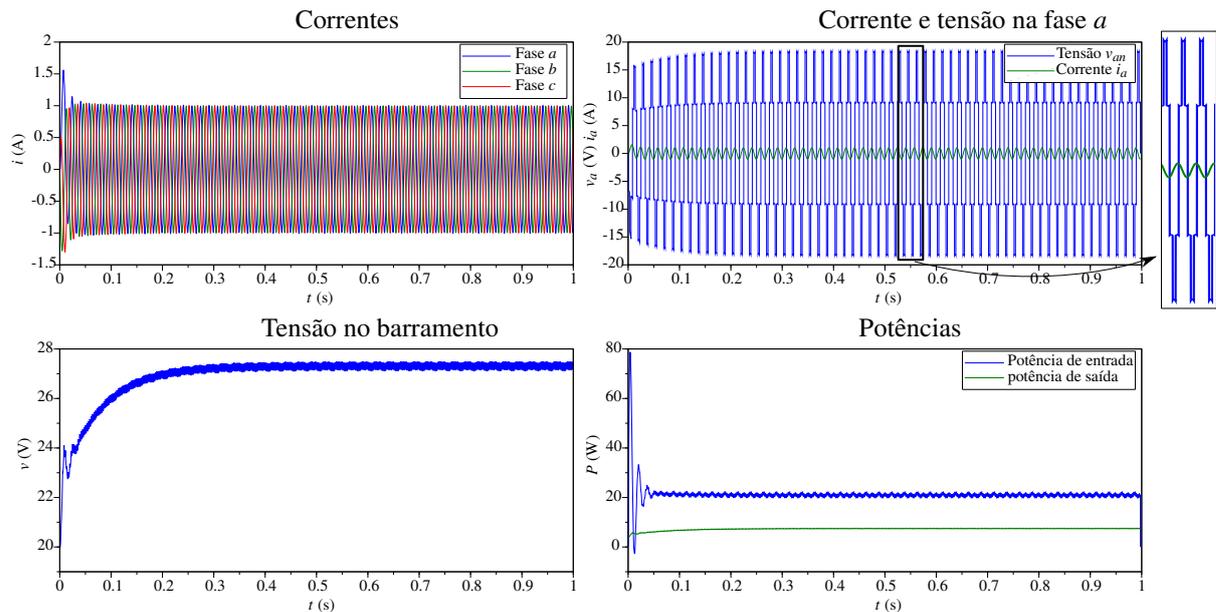
Para obter uma resposta mais suave, optou-se por simular o mesmo modelo apenas modificando a modulação. Agora, utilizou-se a modulação PWM. Nessa modulação, conforme mencionado anteriormente, há o uso da razão cíclica dos pulsos de comando. Para um melhor aproveitamento da modulação, é interessante que essa razão cíclica seja determinada em malha fechada, de acordo com a necessidade de corrente do sistema. Desse modo, para avaliar o desempenho do sistema com essa modulação, foi desenvolvido um controle em malha fe-

Figura 5.6 – Comparação entre as correntes de fase utilizando a modulação de baixa frequência ou a modulação PWM



Fonte: produção do autor.

Figura 5.7 – Resultados da simulação do retificador trifásico bidirecional com modulação de baixa frequência



Fonte: produção do autor.

chada para o barramento do sistema. O controle feito especificamente para essa avaliação foi sintonizado de forma empírica, apenas para o estudo dessa modulação.

A modulação PWM foi realizada conforme detalhado na Seção 4.4.2. Foi acrescentada uma saturação na ação de controle com o intuito de atuar como *anti-windup*.

A Figura 5.8 apresenta o diagrama de blocos que foi implementado nessa simulação (neste diagrama, e em todos os demais, não está incluída a lógica *anti-windup*, para facilitar o entendi-

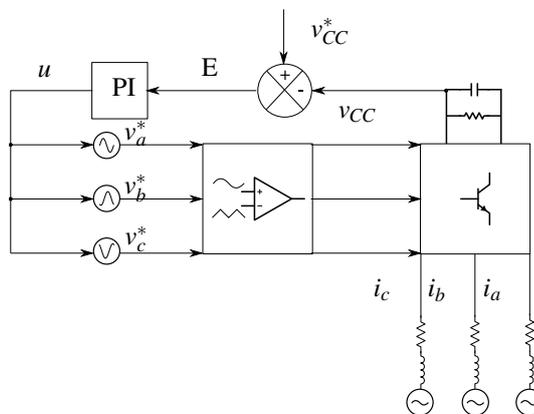
mento do leitor a respeito da lógica principal). A Tabela 5.5 apresenta os parâmetros utilizados nessa simulação.

Tabela 5.5 – Parâmetros referentes a simulação do retificador trifásico bidirecional com a modulação PWM

Grandeza	Valor
R	10 Ω
L	0.1 H
f	60 Hz
C_{CC}	0.001 F
R_{CC}	500 Ω
$v_{CC}(1)$	60 V
f_s	1 kHz
V_{CC}^*	70 V
k_{p_v}	0.1
k_{i_v}	0.9

A Figura 5.9 apresenta os resultados obtidos através dessa simulação.

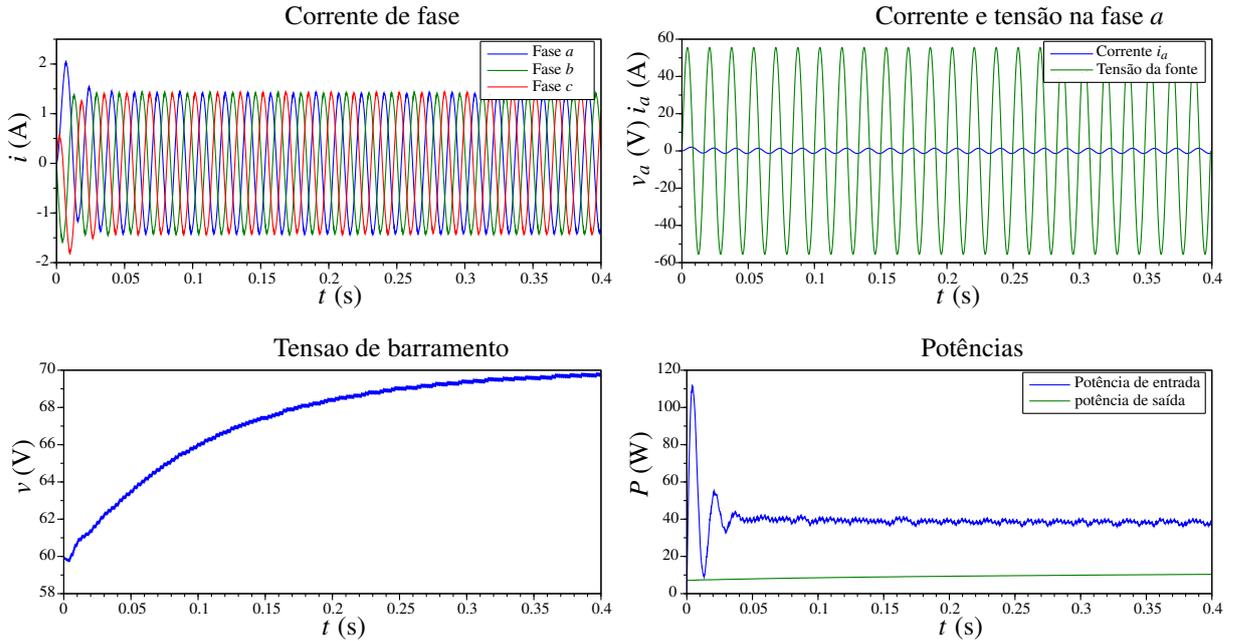
Figura 5.8 – Diagrama de blocos da simulação do retificador trifásico bidirecional com modulação PWM



Fonte: produção do autor.

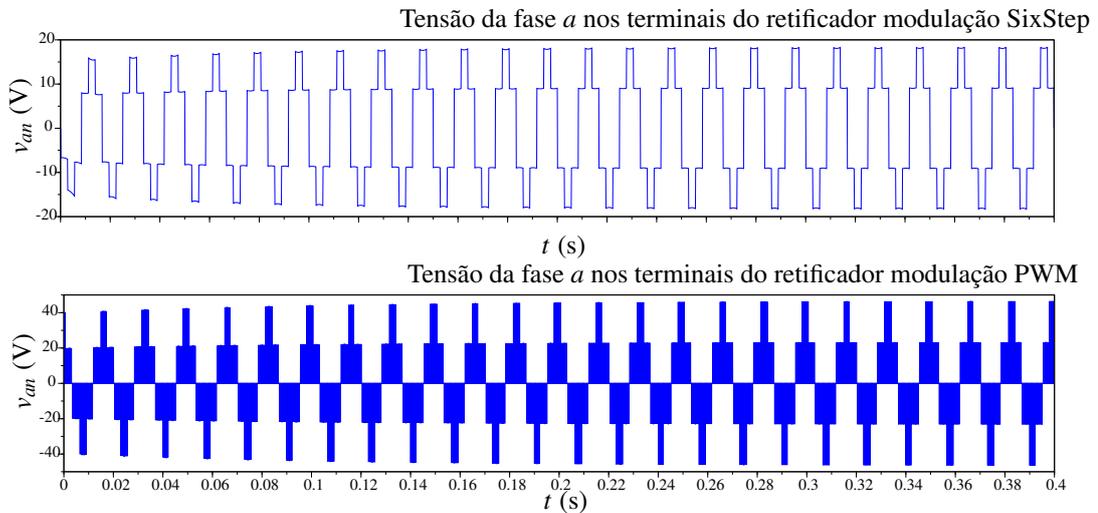
Observa-se que, com essa modulação, as correntes praticamente não apresentam distorções. A tensão de entrada também apresenta uma defasagem com a corrente na fase a . A tensão nos terminais do retificador são não lineares. Entretanto, não se observa distorção de baixa frequência nessa forma de onda, como na modulação anterior, ver Figura 5.10. Observa-se que a tensão de barramento atinge o valor de referência que é 70 V.

Figura 5.9 – Resultados da simulação do retificador trifásico bidirecional com modulação PWM



Fonte: produção do autor.

Figura 5.10 – Comparação entre as modulações de baixa frequência e PWM



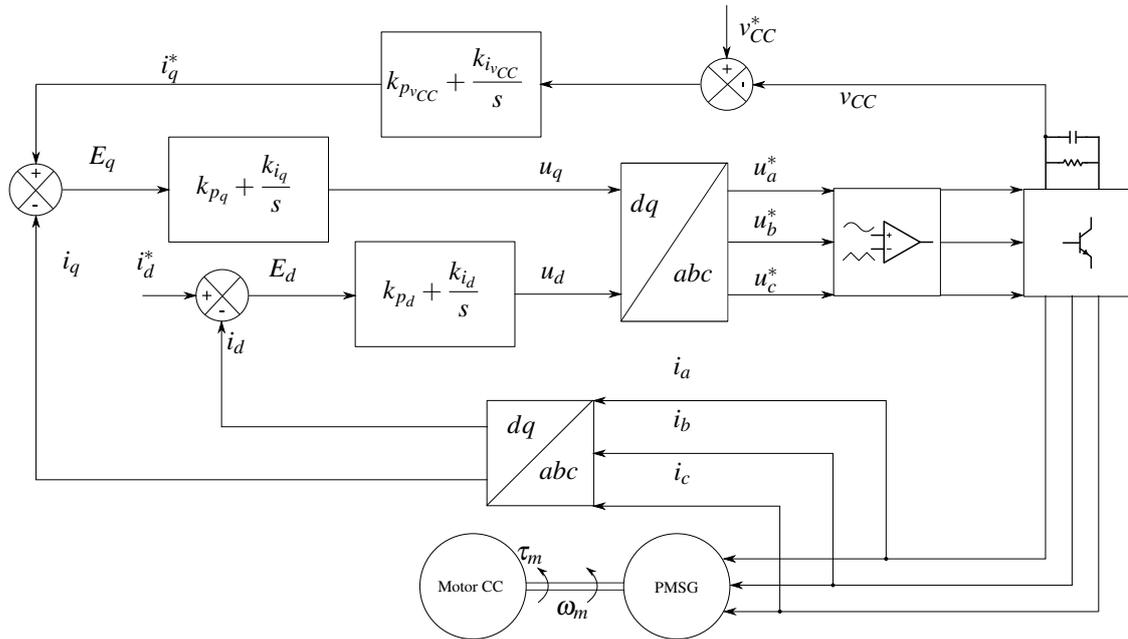
Fonte: produção do autor.

5.3 SIMULAÇÃO COMPLETA

A partir dos modelos funcionando individualmente, realizou-se uma única simulação que englobasse todo o sistema. A Figura 5.11 apresenta o diagrama da simulação completa, incluindo gerador, retificador, modulação PWM e controle.

Observa-se que foi necessário utilizar três malhas de controle. Com as malhas de correntes i_d e i_q sendo mais internas e com uma dinâmica mais rápida e uma malha de tensão v_{CC} mais

Figura 5.11 – Diagrama de blocos do sistema simulado completo



Fonte: produção do autor.

lenta. As referências para i_d^* e v_{CC}^* seriam, em um sistema real, sintonizadas a partir do MPPT, levando em conta a velocidade do vento e a partir do Operador Nacional do Sistema (ONS) que indicaria o quanto de potência seria necessário extrair por essa usina. Além disso, esse controle é limitado pelas curvas de máxima potência que pode ser extraída levando em consideração a máquina e a turbina.

Na simulação realizada, não foi implementado o algoritmo de geração das referências, pois, para isso, haveria a necessidade de uma modelagem aprofundada da máquina física (envolvendo saturação, perdas por histerese, variações não-lineares de indutância, modelagem térmica entre outras). Além disso, seria interessante conhecer as características não lineares dos interruptores eletrônicos e de todo o sistema mecânico (BERNARDES, 2009).

Na simulação, as referências foram sintonizadas empiricamente tendo como base seus valores em malha aberta e a potência possível de ser extraída da máquina. Além disso, é importante ressaltar novamente que essa máquina foi projetada para atuar como motor.

Na Tabela 5.6 estão apresentados os parâmetros utilizados nessa simulação. Inclui-se os parâmetros do motor CC, do PMSG, do retificador e dos controles.

O controle do barramento foi calculado com o mesmo algoritmo pelo qual foi calculado os ganhos do controle das corrente. Em um terço do tempo de simulação (em torno de 0,17 s), foi alterada a referência do motor CC para 7 rad/s.

As Figuras 5.12, 5.13, 5.14 e 5.15 apresentam os resultados obtidos através da simulação completa do sistema.

Tabela 5.6 – Parâmetros referentes a simulação completa do sistema

Grandeza	Valor	Parâmetro referente
R_s	15,5 Ω	PMSG
$L_{a,b,c}$	0,038 H	PMSG
J_m	0,0001 kgm ²	PMSG
B_m	0,0002 Nms	PMSG
k_e	5,6 Vs/rad	PMSG
N_p	48	PMSG
k_{pd}	26,07	Controle do PMSG
k_{id}	3554,36	Controle do PMSG
k_{pq}	26,07	Controle do PMSG
k_{iq}	3554,36	Controle do PMSG
i_d^*	-1.5	Controle do PMSG
r_{cc}	10,0 Ω	Motor CC
l_{cc}	0,05 H	Motor CC
$J_{m_{cc}}$	0,0522 kgm ²	Motor CC
$b_{m_{cc}}$	0,00098 Nms	Motor CC
$k_{e_{cc}}$	1,0 Vs/rad	Motor CC
$k_{p_{cc}}$	580	Controle do motor CC
$k_{i_{cc}}$	3000	Controle do motor CC
$\omega_{ref_{cc}}$	31.415927 rad/s	Controle do motor CC
C_{CC}	0,015 F	Retificador
R_{CC}	500 Ω	Retificador
f_s	1 kHz	Retificador
k_{pv}	1	Controle do retificador
k_{iv}	9	Controle do retificador
v_{CC}^*	150 V	Controle do retificador
$v_{CC}(1)$	150 V	Retificador

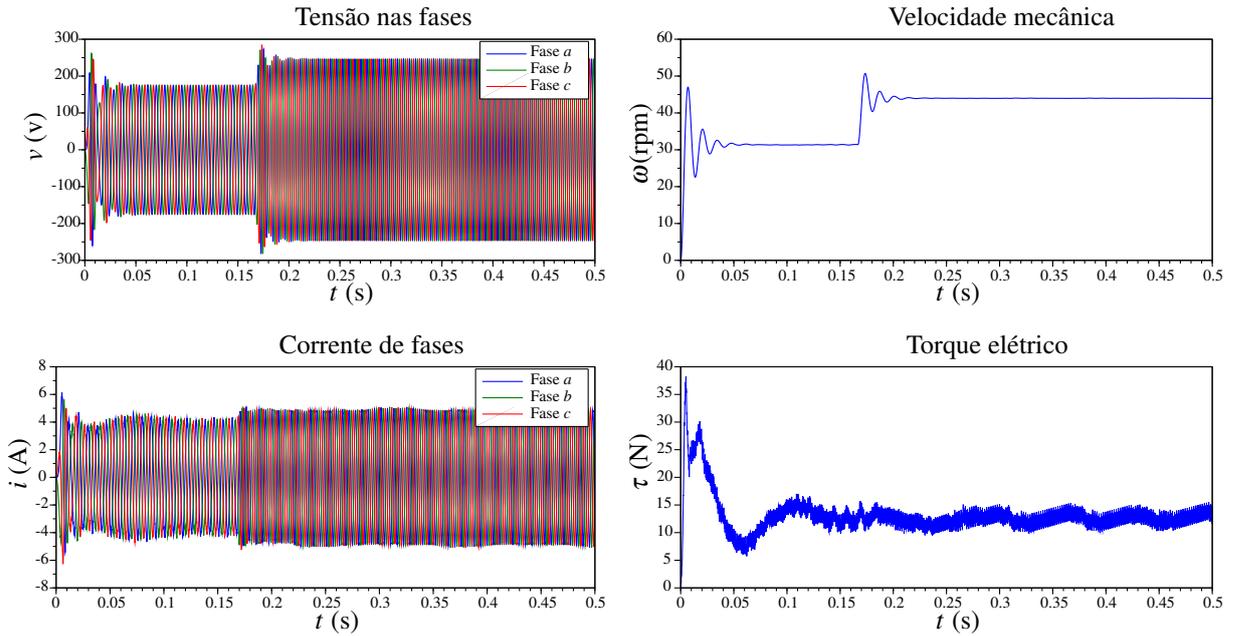
Na Figura 5.12, são apresentadas as variáveis conforme a simulação realizada em malha aberta. Com a finalidade de avaliar os mesmos parâmetros dentro do sistema.

É possível analisar que, na simulação completa, o torque elétrico fica mais oscilatório do que na simulação apenas da malha de corrente e do que na simulação em malha aberta. Isso se justifica porque na simulação completa há o retificador que é composto por interruptores eletrônicos que são comutados.

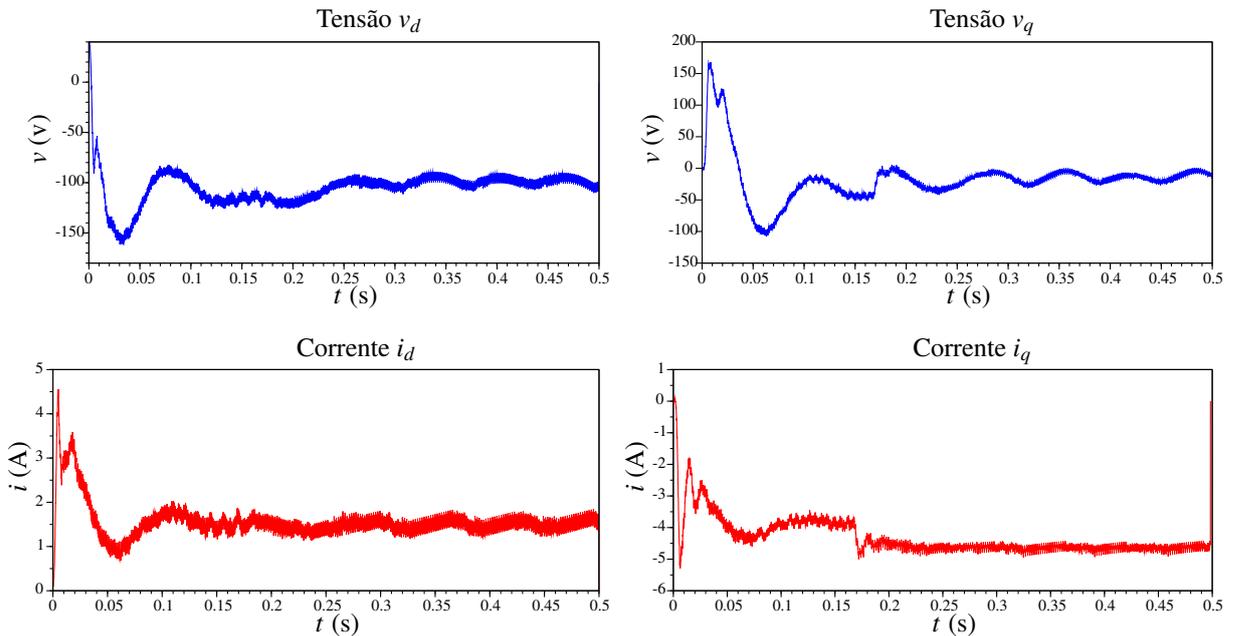
Também vê-se que, na simulação completa, a velocidade mecânica apresenta menor oscilação quando é variada a referência.

A variação do ponto de operação na simulação do gerador em MA foi realizada de forma oposta ao da simulação completa. Na simulação em MA foi acrescentado carga e conseqüentemente, a velocidade mecânica diminui. Na simulação completa, optou-se por mudar o ponto de operação da máquina primária, fazendo com que a velocidade desta aumentasse. Apesar dessas diferenças, as tensões e correntes da máquina apresentam comportamentos semelhantes.

Figura 5.12 – Resultados da simulação do sistema completo



Fonte: produção do autor.

Figura 5.13 – Resultados da simulação do sistema completo variáveis dq 

Fonte: produção do autor.

Na Figura 5.13, são apresentadas as variáveis de corrente e tensão, a fim de comparação com as mesmas na simulação da Seção 5.1.

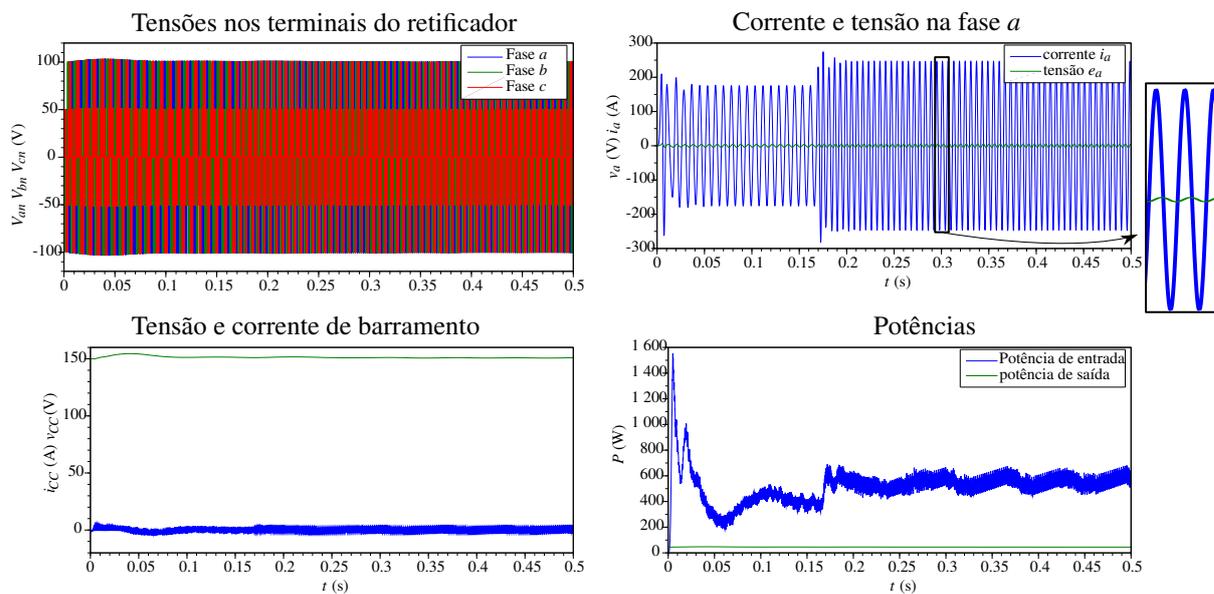
A mesma oscilação presente no torque pode ser vista nas tensões e correntes dos eixos dq . Essa oscilação tem a mesma origem da oscilação do torque, devido à comutação dos interruptores eletrônicos.

É possível notar, na Figura 5.13, que o módulo (norma quadrática), tanto das correntes como das tensões dq , resultam na amplitude, na Figura 5.12 das variáveis nas coordenadas a, b, c . Isso comprova que a transformada é invariante em tensão e corrente.

Os valores de corrente, em razão da forma como foi modelado o sistema (por motorização) são negativos. O mesmo se justifica nos valores das tensões.

A mudança de ponto de operação da velocidade é mais significativa nas variáveis do eixo q que estão ligados diretamente ao torque, uma vez que a máquina é de polos lisos.

Figura 5.14 – Resultados da simulação do sistema completo variáveis relacionadas ao PWM



Fonte: produção do autor.

Na Figura 5.14, estão apresentadas as grandezas referentes ao retificador e a modulação PWM.

Nota-se que a oscilação da frequência de comutação é refletida para a potência mecânica e para a corrente que passa pelo capacitor do barramento. Nota-se também, que o valor médio da corrente em regime permanente é nulo.

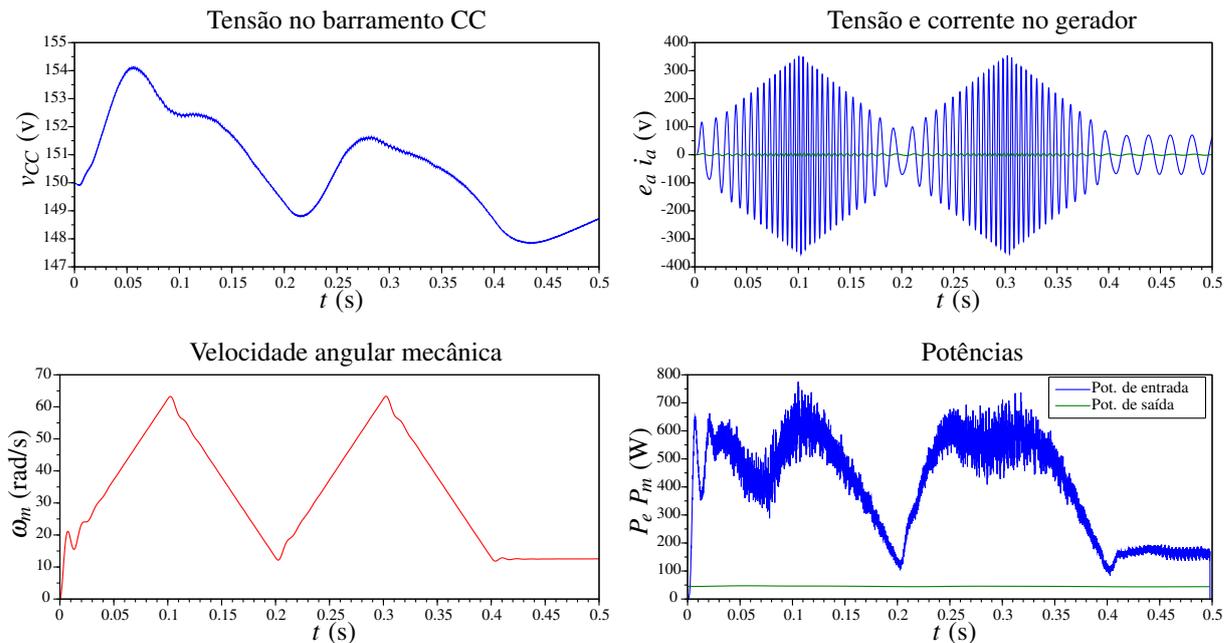
A defasagem entre a tensão gerada e a corrente é de 90 graus. Essa defasagem tem relação, principalmente, com os valores da indutância da máquina, que foi projetada para atuar como motor.

Observa-se que a potência mecânica de entrada é maior que a potência elétrica de saída. Essa diferença se dá basicamente nas perdas ôhmicas (assumindo que o motor apresenta resistência e reatância) que foram consideradas. Além disso, a carga não consome tanta potência quanto fornecida pelo vento. Desse modo, essa potência excedente é dissipada no próprio gerador. Por isso mesmo, muitas vezes, o controle de um gerador eólico é feito de modo a extrair a máxima potência possível do vento e enviá-la diretamente à rede. Dessa forma, reduz-se as

perdas do gerador elevando a quantidade de potência útil do sistema. Assim, constata-se que o controle de tensão no barramento CC para alimentar uma carga não é a forma mais adequada de utilizar a geração eólica. Para mais informações consultar Bernardes (2009).

Pode-se ver, ainda, que as tensões nos terminais do retificador tem a característica da modulação PWM.

Figura 5.15 – Resultados da simulação do sistema completo com velocidade em rampa



Fonte: produção do autor.

Na Figura 5.15, variou-se a velocidade do motor CC em rampa com o intuito de avaliar o sistema para uma referência mais parecida com a do vento, sem o sistema de controle do MPPT.

Observa-se que, apesar das variações intensas de referência de velocidade, a tensão no barramento CC apresentou pouca variação. Cerca de 4 V de variação para mais e para menos, para uma variação de 8 rad/s (de 2 para 10 rad/s). Notar que 8 rad/s mecânicos implicam 192 rad/s elétricos.

Como esperado, a potência mecânica de entrada sofreu grandes variações, devido a sua relação direta com a velocidade mecânica. Já a potência de saída, quase não se alterou. Isso deve-se a sua relação com a tensão do barramento e ao fato de o controle compensar essa perturbação, reduzindo a razão cíclica. Destaca-se, porém, que em um sistema real, a estratégia de controle procuraria extrair a máxima potência do gerador (considerando logicamente os limites do barramento) e não simplesmente manter constante a referência de tensão.

Observa-se que a tensão induzida na fase *a* respondeu claramente à variação de rotação. Isso também é válido para as demais fases.

A partir da simulação, foi possível compreender aspectos que apenas na teoria são difíceis de entender. Foi possível analisar a dinâmica e o regime transitório das plantas.

Pôde-se analisar, de forma qualitativa, como o sistema elétrico interage com o mecânico e como as variáveis influenciam uma nas outras, principalmente, na simulação do sistema completo. Ali, foi possível ver que uma planta passa suas características dinâmicas para as outras.

Notou-se, com a simulação completa, que não é porque eventualmente as partes funcionam separadamente que as mesmas irão funcionar em conjunto. Isso se destaca pelas constantes necessidades de ajustes em controladores e na melhora de elementos de simulação, como o passo de cálculo.

Além de tudo, através da simulação, pôde-se ter uma noção de como a geração de energia é mais complexa do que a simples utilização dela (motorizando-a).

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho, foi realizado um estudo sobre a utilização da máquina PMSG em um sistema de geração eólica. Foram desenvolvidos estudos a respeito da importância da energia eólica para a matriz energética mundial e também para a matriz energética brasileira. Foram analisadas as vantagens e desvantagens da geração de energia eólica.

Efetou-se estudos sobre o funcionamento do sistema de geração eólica, desde a visão macro através das usinas e parques eólicos, até a visão micro, compreendendo o sistema mecânico da turbina e o sistema eletromecânico envolvendo o gerador utilizado (PMSG) e, ainda, o sistema elétrico de retificação da energia elétrica.

Também, realizou-se estudos de como a energia cinética do vento se transforma em energia elétrica. Primeiramente, a mesma é convertida em energia mecânica de rotação e, através do gerador, convertida em energia elétrica. Foram analisadas as perdas que ocorrem nessas conversões de energia.

Ainda, foram estudadas as transformadas de Clark e Park que juntas transformam variáveis trifásicas girantes em variáveis bifásicas estacionárias.

Com base nesse estudo, foi realizada uma simulação do sistema eletromecânico, gerador PMSG, e do sistema elétrico, retificado trifásico bidirecional, com malha de controle das correntes de eixo direto e de quadratura do gerador e uma malha para o controle da tensão do barramento. Foram utilizados controladores proporcionais e integrais em todas as malhas.

A simulação teve como objetivo um aprofundamento necessário para o estudo. Com os resultados da simulação, pode-se analisar o comportamento dinâmico e de regime estacionário. Além disso, foram exibidas graficamente variáveis cujo comportamento não é tão intuitivo, exigindo uma explanação mais completa para justificar sua ocorrência. Além disso, foi possível notar as diferenças das plantas simuladas individualmente e em conjunto.

Não foram realizadas as simulações do sistema mecânico, turbina, pois foi considerado muito complexo computacionalmente e teoricamente, além da limitação de tempo para a realização do trabalho.

Com esse estudo, pôde-se entender o papel de cada sistema separado dentro do sistema de geração eólica. Foi possível compreender o motivo pelo qual há tanto crescimento desse tipo de geração de energia elétrica no mundo.

Como trabalho futuro, sugere-se a inclusão da turbina na simulação substituindo o motor CC. Um estudo mais aprofundado das perdas ocorrente nessa conversão de energia, considerando também perdas magnéticas, mecânicas, entre outras. Além disso, seria interessante rea-

lizar um controle de MPPT indicando qual o melhor ângulo para as pás, as referências para as malhas de controle e a proteção de ventos acima da velocidade estável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL. **Energia Eólica no Brasil e no Mundo**. 2016. Disponível em <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+E%C3%B3lica+-+ano+ref++2015+\(3\).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+E%C3%B3lica+-+ano+ref++2015+(3).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2)>. Acesso em 28 out 2016.
- Associação Brasileira de Energia Eólica. **Nºmero do setor**. 2016. Disponível em <<http://www.portalabeeolica.org.br/>>. Acesso em 02 nov 2016.
- BARBI, I. **Teoria Fundamental do Motor de Indução**. Florianópolis: Edição do autor, 1985.
- BARBI, I. **Eletrônica de Potência**. Florianópolis: Edição do autor, 2006.
- BARBOSA, C. **História da Energia Eólica**. 2015. Disponível em <<http://projetoenergiaeolica.blogspot.com.br/2015/10/historia-da-energia-eolica.html>>. Acesso em 28 out 2016.
- BERNARDES, T. A. **Análise e Controle de Gerador Síncrono a Ímã Permante Aplicado Sistema de Conversão de Energia Eólica**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2009.
- BIM, E. **Máquinas Elétricas e Acionamento**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.
- BOLDEA, I. **Variable Speed Generators**. Boca Raton: CRC and Taylor & Francis Group, 2005.
- CORRÊA, A. da S. **Estudo e Comparação de Sistema de Geração Eólica Utilizando DFIG e PMSG**. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Estado de Santa Catarina, 2015.
- ECEN. **Formas de regulação do suprimento da energia elétrica**. 2016. Disponível em <http://ecen.com/eee88/eee88p/regulacao_eletrica.htm>. Acesso em 02 nov 2016.
- Equipe do Laboratório MASTER. **Zona de Convergência Intertropical**. 2010. Disponível em <<http://master.iag.usp.br/pr/ensino/sinotica/aula15/>>. Acesso em 27 out 2016.
- FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, J. C.; UMANS, S. D. **Máquinas Elétricas com Introdução à Eletrônica de Potência**. Porto Alegre: Bookman, 2006.
- GWEC. **Global Wind Statistics**. 2016. Disponível em <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-PRstats-2015_LR.pdf>. Acesso em 02 nov 2016.
- KOSOW, I. L. **Máquinas elétricas e transformadores**. São Paulo: Globo, 2005.
- KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. Hoboken: [s.n.], 2013.
- OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno**. 4. ed. [S.l.]: Prentice Hall, 2003.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Boletim Mensal de Geração Eólica Setembro/2016**. 2016. Disponível em <http://apps05.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_set_2016.pdf>. Acesso em 02 nov 2016.

RASHID, M. H. **Eletrônica de Potência**. 4. ed. [S.l.]: Pearson, 2014.

Revista Mundo Estranho. **Como pode o barco a vela ser mais rápido que o vento que o impulsiona?** 2011. Disponível em <<http://mundoestranho.abril.com.br/ciencia/como-pode-o-barco-a-vela-ser-mais-rapido-que-o-vento-que-o-impulsiona/>>. Acesso em 27 out 2016.

RIGHTER, R. W. **Charles Brush's windmill of 1888, used for generating electricity**. 2008. Disponível em <https://en.wikipedia.org/wiki/Wind_power#/media/File:Wind_turbine_1888_Charles_Brush.jpg>. Acesso em 27 out 2016.

Secretaria de Estado de Energia, da indústria naval e do petróleo. **Atlas Eólico**. 2005. Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/AtlasEolicoRJ.pdf>. Acesso em 02 nov 2016.

SIMONE, G. A. **máquinas de corrente contínua**. Tatuapé: Érica, 2000.

TORO, V. D. **Fundamentos de Máquinas Elétricas**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda (LTC), 2011.

VIOLATO, G.; SERAFINI, H. **Potencial e desenvolvimento da energia eólica**. 2016. Palestra de encerramento da XIV semana da engenharia elétrica da UDESC.

WIKIPEDIA. **Energia eólica**. [S.l.]: Wikimedia, 2016. Disponível em <https://pt.wikipedia.org/wiki/Energia_e%C3%B3lica>.

WIKIPEDIA. **Vento**. [S.l.]: Wikimedia, 2016. Disponível em <<https://pt.wikipedia.org/wiki/Vento>>.

WIKIPEDIA. **Wind power**. [S.l.]: Wikimedia, 2016. Disponível em <https://en.wikipedia.org/wiki/Wind_power>.