

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ELETRICIDADE

GUILHERME DE CARVALHO FARIAS

SISTEMA PARA GERENCIAMENTO DO CARREGAMENTO DE
BATERIAS ALIMENTADO POR UMA TURBINA EÓLICA

São Luís
Março/2016

Guilherme de Carvalho Farias

**SISTEMA PARA GERENCIAMENTO DO CARREGAMENTO DE BATERIAS
ALIMENTADO POR UMA TURBINA EÓLICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Eletricidade.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Antonio de Souza Ribeiro

São Luís

Março/2016

Farias, Guilherme de Carvalho

Sistema para gerenciamento do carregamento de baterias alimentado por uma turbina eólica/ Guilherme de Carvalho Farias. – São Luis, 2016.

95f.

Orientador: Luiz Antonio de Souza Ribeiro

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Maranhão, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de eletricidade, 2016.

1. Métodos MPPT 2. Turbinas eólicas 3. Energia eólica 4. Conversor *buck-boost* não inversor 5. Carregamento de baterias I. Título

CDU 621.548

SISTEMA PARA GERENCIAMENTO DO CARREGAMENTO DE BATERIAS
ALIMENTADO POR UMA TURBINA EÓLICA

Guilherme de Carvalho Farias

Dissertação de Mestrado apresentada em ___/___/_____

Banca Examinadora

Prof. Luiz Antonio de Souza Ribeiro, DSc. – UFMA

(Orientador)

Prof. Ernane Antônio Alves Coelho, Dr. – UFU

(Membro da Banca Examinadora)

Prof. José Gomes de Matos, Dr. – UFMA

(Membro da Banca Examinadora)

São Luís
Março/2016

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer aos meus pais por tudo que me proporcionaram no âmbito pessoal e profissional. Gostaria de agradecer à minha família por me dar o apoio necessário para trilhar essa jornada. Gostaria de agradecer aos meus amigos por entenderem o que passei e perdoarem a minha ausência em muitos momentos.

Gostaria de agradecer também a todos os meus companheiros de laboratório que me deram conselhos, me incentivaram e me acompanharam neste caminho.

Finalmente, gostaria de agradecer ao meu orientador por me aconselhar durante esse período.

RESUMO

Este trabalho consiste na análise comparativa entre métodos MPPT para turbinas eólicas de pequeno porte e desenvolvimento de uma metodologia de controle para um sistema de carregamento de baterias. Os principais métodos de MPPT presentes na literatura são descritos e implementados, juntamente com suas malhas de controle auxiliares.

Para realizar a comparação, uma plataforma de simulação é desenvolvida. O modelamento matemático de todos os componentes presentes na plataforma é descrito, bem como a forma como eles se relacionam. Essa plataforma permite manter os parâmetros do sistema iguais para todos os métodos, somente modificando o necessário para implementar cada um deles.

A metodologia de controle para carregamento de baterias é apresentada e analisada. Um dos métodos de MPPT descritos é aplicado juntamente à essa metodologia. As simulações da metodologia são realizadas com modelos chaveados, para validar o projeto realizado com os modelos médios levantados.

Palavras-chave: Métodos MPPT, turbinas eólicas, energia eólica, conversor *buck-boost* não inversor, carregamento de baterias

ABSTRACT

This study consists in a comparative analysis of MPPT strategies for low power wind turbines and the development of a control methodology for a battery charging system. The main MPPT strategies in the literature are described and implemented, along with all of their auxiliary control loops.

To perform the comparison, a simulation platform is developed. Mathematical modeling of all components in the platform is described, as well as how they relate with each other. This platform allows keeping the system parameters the same for all methods, and modifying only the necessary to implement each of them.

The control method for battery charging is presented and analyzed. One of the MPPT strategies described is applied together with this methodology. The methodology of the simulations are performed with switched models to validate the project realized with the developed average models.

Keywords: MPPT strategies, wind turbines, wind power, non-inverter buck-boost converter, battery charging

LISTA DE ABREVIACOES

CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Srgio Brito
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
MPPT	Seguidor de ponto de máxima potência
HAWT	Turbina eólica de eixo horizontal
VAWT	Turbina eólica de eixo vertical
WECS	Sistema de conversão de energia eólica
SCIG	Gerador  indução do tipo gaiola de esquilo
DFIG	Gerador  indução duplamente excitado
CC	Corrente contínua
CA	Corrente alternada
PMSG	Gerador síncrono  imãs permanentes
HCS	Algoritmo subida da montanha
P&O	Perturbe e Observe
TSR	Razão da velocidade da ponta da pá
PSF	Controle por realimentação de potência

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1: CAPACIDADE EÓLICA INSTALADA NO MUNDO ENTRE OS ANOS DE 1999 E 2014.	4
FIGURA 2.1: VENTOS NO MUNDO. FONTE: [1].....	9
FIGURA 2.2: ESPECTRO DO VENTO SEGUNDO MEDIÇÕES DE UMA FAZENDA EÓLICA EM BROOKHAVEN, EUA. FONTE: [2].....	9
FIGURA 2.3: TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL.	10
FIGURA 2.4: DIFERENTES TIPOS DE TURBINAS DE EIXO HORIZONTAL: A) UPWIND; B) DOWNWIND.....	11
FIGURA 2.5: PARTES BÁSICAS DE UMA TURBINA DE EIXO VERTICAL DO TIPO DARRIEUS. ADAPTADO DE [10]. ..	12
FIGURA 2.6: WECS DE VELOCIDADE FIXA BASEADO EM SCIG. ADAPTADO DE [9].	14
FIGURA 2.7: WECS DE VELOCIDADE VARIÁVEL BASEADO EM DFIG. ADAPTADO DE [9].	15
FIGURA 2.8: WECS DE VELOCIDADE VARIÁVEL BASEADO EM GERADOR SÍNCRONO. ADAPTADO DE [9].....	15
FIGURA 2.9: CURVA CARACTERÍSTICA DE POTÊNCIA DE UM WECS.	17
FIGURA 2.10: VARIAÇÃO DO COEFICIENTE DE POTÊNCIA EM FUNÇÃO DO λ	19
FIGURA 2.11: DIAGRAMA DE BLOCOS DO MÉTODO DE MPPT UTILIZANDO O CONTROLE DO λ_{opt}	20
FIGURA 2.12: DIAGRAMA DE BLOCOS DO MÉTODO MPPT UTILIZANDO CONTROLE POR REALIMENTAÇÃO DE POTÊNCIA.....	21
FIGURA 2.13: FLUXOGRAMA DO ALGORITMO DE MPPT SUBIDA DA MONTANHA.....	23
FIGURA 3.1: VISÃO GERAL DO SISTEMA BASE PARA A PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO.....	26
FIGURA 3.2: DEFINIÇÃO DOS SENTIDOS DAS VARIÁVEIS PARA OS CIRCUITOS DE EIXO-DQ DO MODELO DO GERADOR.	29
FIGURA 3.3: TOPOLOGIA DE CONVERSOR UTILIZADA: BUCK-BOOST NÃO INVERSOR.	30
FIGURA 3.4: CÉLULA DE CHAVEAMENTO PWM.	31
FIGURA 3.5: FORMA DE ONDA DA TENSÃO DE SAÍDA DA CÉLULA DE CHAVEAMENTO PWM.....	32
FIGURA 3.6: CONVERSOR BUCK-BOOST NÃO INVERSOR COM CÉLULAS DE CHAVEAMENTO PWM DESTACADAS.	33
FIGURA 3.7: DIAGRAMA DE BLOCOS DO MODELO DO CONVERSOR: (A) MODO BUCK; (B) MODO BOOST.	34
FIGURA 3.8: DESACOPLAMENTO DE TENSÃO: (A) MODO BUCK; (B) MODO BOOST.	36
FIGURA 3.9: DIAGRAMA DE BLOCOS SEGUNDO (3.29) E (3.30) PARA OPERAÇÃO EM (A) MODO BUCK E (B) MODO BOOST.	36
FIGURA 3.10: DIAGRAMA DE BLOCOS APRESENTADO A APLICAÇÃO DAS SIMPLIFICAÇÕES DEFINIDAS NO EQUACIONAMENTO.....	37
FIGURA 3.11: DIAGRAMA DE BLOCOS DO MODELO SIMPLIFICADO DO CONVERSOR BUCK-BOOST NÃO INVERSOR.....	38
FIGURA 3.12: DIAGRAMA DE BLOCOS DO CONTROLE DE CORRENTE EM MALHA FECHADA.	38
FIGURA 4.1: GRÁFICO CP VERSUS λ PARA A TURBINA UTILIZADA NESTE TRABALHO.....	42

FIGURA 4.2: MALHA FECHADA DE CONTROLE DE VELOCIDADE DA TURBINA.	43
FIGURA 4.3: MALHA INTERNA PARA O CÁLCULO DE REFERÊNCIA E CONTROLE DE POTÊNCIA.	45
FIGURA 4.4: MALHA COMPLETA DO MÉTODO DE MPPT TSR ÓTIMO.	45
FIGURA 4.5: EVOLUÇÃO DA VELOCIDADE ANGULAR DO ROTOR DA TURBINA EÓLICA NA SIMULAÇÃO DE VENTO CONSTANTE DO MÉTODO TSR ÓTIMO.	46
FIGURA 4.6: CONJUNTO DE PONTOS $C_p \times \lambda$ OBTIDOS NA SIMULAÇÃO DESENHADOS SOBRE A CURVA TEÓRICA CALCULADA PARA A TURBINA EÓLICA NA SIMULAÇÃO DO MÉTODO TSR ÓTIMO.	47
FIGURA 4.7: PADRÃO DE VENTO UTILIZADO PARA A SIMULAÇÃO DE LONGA DURAÇÃO.	47
FIGURA 4.8: CONJUNTO DE PARES DE PONTOS $\{\omega_{rotor}, P_w\}$ OBTIDOS DURANTE A SIMULAÇÃO DO MÉTODO TSR ÓTIMO (EM VERMELHO) DESENHADOS SOBRE AS CURVAS DE $\omega_{rotor} \times P_w$ PARA DIFERENTES VELOCIDADES DE VENTO (EM PRETO) E A CURVA DE MPPT PARA A TURBINA SIMULADA (EM AZUL).	48
FIGURA 4.9: PADRÃO DE VENTO COM RAJADAS UTILIZADO NA SIMULAÇÃO.	49
FIGURA 4.10: COMPORTAMENTO DO SISTEMA IMPLEMENTADO COM O MÉTODO TSR ÓTIMO SOB PADRÃO DE VENTO COM RÁPIDAS VARIAÇÕES DE GRANDE AMPLITUDE.	49
FIGURA 4.11: CURVA DE MÁXIMA POTÊNCIA DE UMA TURBINA EÓLICA (EM AZUL) DESENHADA SOBRE CURVAS DE $P_w \times \omega_{rotor}$ PARA DIFERENTES VELOCIDADES DE VENTO (EM PRETO).	51
FIGURA 4.12: MALHA COMPLETA DO MÉTODO DE MPPT PSF.	52
FIGURA 4.13: EVOLUÇÃO DA VELOCIDADE ANGULAR DO ROTOR DA TURBINA EÓLICA NA SIMULAÇÃO DE VENTO CONSTANTE DO MÉTODO PSF.	53
FIGURA 4.14: CONJUNTO DE PONTOS $C_p \times \lambda$ OBTIDOS NA SIMULAÇÃO PLOTADOS SOBRE A CURVA TEÓRICA CALCULADA PARA A TURBINA EÓLICA NA SIMULAÇÃO DO MÉTODO PSF.	53
FIGURA 4.15: CONJUNTO DE PARES DE PONTOS $\{\omega_{rotor}, P_w\}$ OBTIDOS DURANTE A SIMULAÇÃO DO MÉTODO PSF (EM VERMELHO) DESENHADOS SOBRE AS CURVAS DE $\omega_{rotor} \times P_w$ PARA DIFERENTES VELOCIDADES DE VENTO (EM PRETO) E A CURVA DE MPPT PARA A TURBINA SIMULADA (EM AZUL).	54
FIGURA 4.16: COMPORTAMENTO DO SISTEMA IMPLEMENTADO COM O MÉTODO PSF SOB PADRÃO DE VENTO COM RÁPIDAS VARIAÇÕES DE GRANDE AMPLITUDE.	55
FIGURA 4.17: REPRESENTAÇÃO DO MÉTODO P&O HILL-CLIMBING NA CURVA $P_w \times \omega_{rotor}$ DE UMA TURBINA EÓLICA.	56
FIGURA 4.18: FLUXOGRAMA DO ALGORITMO DE MPPT P&O IMPLEMENTADO.	58
FIGURA 4.19: MALHA COMPLETE DO MÉTODO DE MPPT P&O.	58
FIGURA 4.20: EVOLUÇÃO DA VELOCIDADE ANGULAR DO ROTOR DA TURBINA EÓLICA NA SIMULAÇÃO DE VENTO CONSTANTE DO MÉTODO P&O.	59
FIGURA 4.21: CONJUNTO DE PONTOS $C_p \times \lambda$ OBTIDOS NA SIMULAÇÃO PLOTADOS SOBRE A CURVA TEÓRICA CALCULADA PARA A TURBINA EÓLICA NA SIMULAÇÃO DO MÉTODO P&O.	60
FIGURA 4.22: CONJUNTO DE PARES DE PONTOS $\{\omega_{rotor}, P_w\}$ OBTIDOS DURANTE A SIMULAÇÃO DO MÉTODO P&O (EM VERMELHO) PLOTADOS SOBRE AS CURVAS DE $\omega_{rotor} \times P_w$ PARA DIFERENTES VELOCIDADES DE VENTO (EM PRETO) E A CURVA DE MPPT PARA A TURBINA SIMULADA (EM AZUL).	61

FIGURA 4.23: COMPORTAMENTO DO SISTEMA IMPLEMENTADO COM O MÉTODO P&O SOB PADRÃO DE VENTO COM RÁPIDAS VARIAÇÕES DE GRANDE AMPLITUDE.....	61
FIGURA 4.24: GRÁFICOS DE $\lambda \times t$ COM A CORRETA ESTIMAÇÃO DE λ_{otm} E CP_{otm} PARA OS MÉTODOS (A) TSR ÓTIMO, (C) PSF E (D) P&O, E COM ERRO NA ESTIMAÇÃO DE λ_{otm} E CP_{otm} PARA OS MÉTODOS (B) TSR ÓTIMO, (D) PSF E (F) P&O, RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA.	64
FIGURA 4.25: GRÁFICOS DE $CP \times t$ COM A CORRETA ESTIMAÇÃO DE λ_{otm} E CP_{otm} PARA OS MÉTODOS (A) TSR ÓTIMO, (C) PSF E (D) P&O, E COM ERRO NA ESTIMAÇÃO DE λ_{otm} E CP_{otm} PARA OS MÉTODOS (B) TSR ÓTIMO, (D) PSF E (F) P&O, RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA.	65
FIGURA 5.1: SISTEMA SIMULADO PARA CARREGAMENTO DE BATERIAS.	70
FIGURA 5.2: DIAGRAMA DE BLOCOS DO CONTROLE PARA MÁXIMA EXTRAÇÃO DE ENERGIA NO SISTEMA.	71
FIGURA 5.3: MODELO SIMPLIFICADO DE UMA BATERIA [23].	73
FIGURA 5.4: DIAGRAMA DE BLOCOS DO CONTROLE DO SISTEMA DE CARREGAMENTO DE BATERIAS INCLUINDO A MALHA DE CONTROLE DA TENSÃO DA BATERIA.	74
FIGURA 5.5: PERFIL DE VENTO UTILIZADO NA SIMULAÇÃO.....	75
FIGURA 5.6: TENSÃO DO BANCO DE BATERIAS E VALOR DE REFERÊNCIA PARA O CONTROLADOR DA TENSÃO DA BATERIA (LINHA PONTILHADA) DURANTE DA SIMULAÇÃO.....	75
FIGURA 5.7: DETALHE DA TENSÃO DO BANCO DE BATERIAS (A) E DA CORRENTE LIMITE, SAÍDA DA MALHA DE LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA (B).....	76
FIGURA 5.8: DETALHE DO COMPORTAMENTO DO SATURADOR DINÂMICO.....	77
FIGURA 5.9: VARIAÇÃO DE: (A) POTÊNCIA DE ENTRADA DO CONVERSOR (LINHA PRETA EM NEGRITO), POTÊNCIA AERODINÂMICA DA TURBINA (LINHA PRETA) E POTÊNCIA MÁXIMA DISPONÍVEL NO VENTO (LINHA PONTILHADA); (B) CP ; E (C) λ , AO LONGO DA SIMULAÇÃO.....	79

LISTA DE TABELAS

TABELA 1.1: CAPACIDADE INSTALADA EÓLICA NO MUNDO EM MW. ADAPTADA DE [3].....	2
TABELA 3.1: VALOR DOS PARÂMETROS DO CONVERSOR PERTINENTES AO PROJETO DO CONTROLADOR DE CORRENTE.....	38
TABELA 3.2: PARÂMETROS DO CONTROLADOR E LOCALIZAÇÃO DE ZEROS E POLOS DO SISTEMA EM MALHA FECHADA.....	39
TABELA 4.1: CONSTANTES PARAMÉTRICAS DAS PÁS DA TURBINA UTILIZADAS NESTE TRABALHO.....	42
TABELA 4.2: VALOR DOS PARÂMETROS DA TURBINA PERTINENTES AO PROJETO DO CONTROLADOR DE VELOCIDADE.....	44
TABELA 4.3: PARÂMETROS DO CONTROLADOR E LOCALIZAÇÃO DE ZEROS E POLOS DO SISTEMA EM MALHA FECHADA.....	44
TABELA 4.4: ANÁLISE DO MÉTODOS HILL-CLIMBING DE ACORDO COM O LADO DE OPERAÇÃO NA CURVA $P_w \times \omega_{rotor}$ DE UMA TURBINA EÓLICA.....	56
TABELA 4.5: CONDIÇÕES INICIAIS UTILIZADAS PARA A SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA COM A CORRETA ESTIMAÇÃO DE λ_{otm}	62
TABELA 4.6: DADOS OBTIDOS DA SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA PARA CADA MÉTODO DE MPPT COM CORRETA ESTIMAÇÃO DE λ_{otm} E ERRO DE 20% NA ESTIMAÇÃO DE λ_{otm}	67
TABELA 4.7: COMPARATIVO DA GERAÇÃO DE ENERGIA PARA CADA MÉTODO DE MPPT COM A CORRETA ESTIMAÇÃO DE λ_{otm} E COM ERRO DE 20% NA ESTIMAÇÃO DE λ_{otm} . VALORES NORMALIZADOS PELA ENERGIA GERADA NA SIMULAÇÃO DO MÉTODO TSR ÓTIMO COM CORRETA ESTIMAÇÃO DE λ_{otm}	67
TABELA 5.1: PARÂMETROS DO MODELO SIMPLIFICADO DA BATERIA UTILIZADO NA SIMULAÇÃO.....	73

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA DO TEMA.....	4
1.2 OBJETIVOS.....	5
1.2.1 <i>Objetivos Específicos</i>	6
1.3 METODOLOGIA	6
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	7
CAPÍTULO 2: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	8
2.1 TURBINAS EÓLICAS.....	10
2.1.1 <i>Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (HAWT)</i>	10
2.1.2 <i>Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (VAWT)</i>	11
2.1.3 <i>Sistemas Básicos de Controle em Turbinas Eólicas</i>	12
2.2 SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA (WECS).....	13
2.2.1 <i>Topologias Comuns</i>	14
2.2.2 <i>Regiões Operacionais</i>	16
2.3 ESTRATÉGIAS DE MPPT PARA TURBINAS EÓLICAS	18
2.3.1 <i>Controle do λ Ótimo</i>	20
2.3.2 <i>Controle por Realimentação de Potência</i>	21
2.3.3 <i>Controle por Algoritmo Subida da Montanha</i>	22
2.3.4 <i>Controle Baseado em Lógica Fuzzy e Redes Neurais</i>	24
2.4 CONCLUSÕES	25
CAPÍTULO 3: MODELAMENTO MATEMÁTICO DOS COMPONENTES DO SISTEMA.....	26
3.1 PÁS DA TURBINA EÓLICA	26
3.2 GERADOR SÍNCRONO À IMÃS PERMANENTES.....	28
3.3 CONVERSOR BUCK-BOOST NÃO INVERSOR	29
3.3.1 <i>Projeto do Controlador de Corrente</i>	34
3.3.2 <i>Cálculo dos ganhos do controlador</i>	38
3.4 BANCO DE BATERIAS	39
3.5 CONCLUSÕES	39
CAPÍTULO 4: SIMULAÇÃO E COMPARAÇÃO DE DIFERENTES MÉTODOS DE MPPT	41
4.1 CONTROLE DO λ ÓTIMO	41
4.1.1 <i>Resultados da simulação</i>	45
4.2 CONTROLE POR REALIMENTAÇÃO DE POTÊNCIA	50

4.2.1	<i>Resultados da simulação</i>	52
4.3	CONTROLE POR ALGORITMO SUBIDA DA MONTANHA	55
4.3.1	<i>Resultados da simulação</i>	59
4.4	COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE MPPT	62
4.5	CONCLUSÕES	68
CAPÍTULO 5: METODOLOGIA PARA CARREGAMENTO DE BATERIAS		70
5.1	MALHA DE MÁXIMA EXTRAÇÃO DE ENERGIA.....	71
5.2	MALHA DE CONTROLE DA TENSÃO DA BATERIA.....	72
5.3	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO.....	74
5.4	CONCLUSÕES	80
CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES GERAIS E TRABALHOS FUTUROS.....		81
REFERÊNCIAS		83

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

As turbinas eólicas são usadas como fonte de geração de energia há séculos. Primeiros relatos sobre sua aplicação datam em torno do primeiro século A.C. ao primeiro século D.C. É certo que no século IX os persas utilizavam turbinas eólicas de eixo vertical para a moagem e o bombeamento de água. As turbinas de eixo horizontal apareceram entre os séculos X e XI na Inglaterra [1]. Essa mudança foi provocada principalmente pelo maior entendimento das forças aerodinâmicas de sustentação aplicadas à navegação.

Com o aparecimento dos motores a vapor, o uso de turbinas eólicas foi ofuscado, principalmente pela capacidade de transporte e de despacho dessa nova forma de geração de energia [1]. O vento é variável e aleatório, enquanto os motores a vapor podem ser alimentados com mais ou menos carvão para controlar a saída de potência de acordo com a necessidade. Por esse motivo, os geradores a vapor foram primeiramente difundidos na geração de energia elétrica em grande escala.

A energia eólica ressurgiu como alternativa para geração de energia elétrica devido principalmente a três fatores: necessidade de substitutos à geração com combustíveis fósseis; grande disponibilidade de ventos em quase todos os pontos do globo; e, finalmente, avanços tecnológicos que permitiram a fabricação de geradores eólicos com capacidade maior que 1MW [2].

Desde então, a geração de energia elétrica a partir de fontes eólicas aumentou a largos passos, principalmente após o ano de 2005, como mostra a Tabela 1.1, adaptada de [3] para apresentação neste documento. A Figura 1.1 apresenta os dados completos de geração mundial de energia elétrica a partir de fontes eólicas. Percebe-se o crescimento exponencial na capacidade instalada, o que mostra a força que esse tipo de geração vem ganhando desde as duas últimas décadas.

Tabela 1.1: Capacidade instalada eólica no mundo em MW. Adaptada de [3].

PAÍS	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
China	114.609	91.413	75.324	62.364	44.733	25.810	12.210
Estados Unidos	65.879	61.110	59.882	46.919	40.180	35.159	25.170
Alemanha	39.165	34.250	31.308	29.075	27.215	25.777	23.903
Espanha	22.987	22.959	22.796	21.673	20.676	19.149	16.740
Índia	22.465	20.150	18.321	15.880	13.066	11.807	9.587
Reino Unido	12.440	10.711	8.445	6.018	5.204	4.092	3.288
Canadá	9.694	7.823	6.201	5.265	4.008	3.319	2.369
França	9.285	8.243	7.473	6.549	5.569	4.483	3.404
Itália	8.663	8.558	8.144	6.737	5.797	4.850	3.736
Brasil	5.939	3.466	2.507	1.429	930	600	339
Suécia	5.425	4.382	3.745	2.798	2.052	1.448	1.067
Portugal	4.914	4.730	4.525	4.083	3.702	3.357	2.862
Dinamarca	4.883	4.807	4.162	3.927	3.734	3.465	3.160
Polônia	3.834	3.390	2.497	1.616	1.179	725	472
Austrália	3.806	3.239	2.584	2.226	1.880	1.877	1.494
Turquia	3.763	2.958	2.312	1.799	1.274	797	333
Holanda	2.805	2.671	2.391	2.328	2.269	2.223	2.225
Japão	2.789	2.689	2.614	2.501	2.304	2.083	1.880
México	2.551	1.917	1.348	929	521	417	85
Irlanda	2.272	2.049	1.738	1.631	1.428	1.310	1.245
Áustria	2.095	1.684	1.378	1.084	1.011	995	995

PAÍS	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Grécia	1.980	1.866	1.749	1.627	1.208	1.086	990
Bélgica	1.959	1.666	1.375	1.078	886	548	384
Noruega	819	771	703	520	435	431	428
Marrocos	787	487	291	291	286	253	125
Bulgária	691	181	684	503	499	177	158
Taiwan	633	614	564	564	519	436	358
Finlândia	627	449	288	197	197	147	140
Nova Zelândia	623	623	623	623	506	497	325
Egito	610	550	550	550	550	435	390
Coréia do Sul	609	561	483	406	379	348	278
Ucrânia	498	371	276	151	87	90	90
Hungria	329	329	329	329	295	201	127
Estónia	303	280	269	184	149	142	78
República Tcheca	282	268	260	217	215	191	150
Lituânia	279	279	225	179	163	91	54
Argentina	271	271	233	129	54	29	30
Costa Rica	198	148	148	148	123	123	74
Luxemburgo	58	58	45	44	44	35	35
Outros Países	7.778	5.673	3485	2178	1618	740	407
Total	369.597	318.644	282.275	236.750	196.945	159.742	121.188

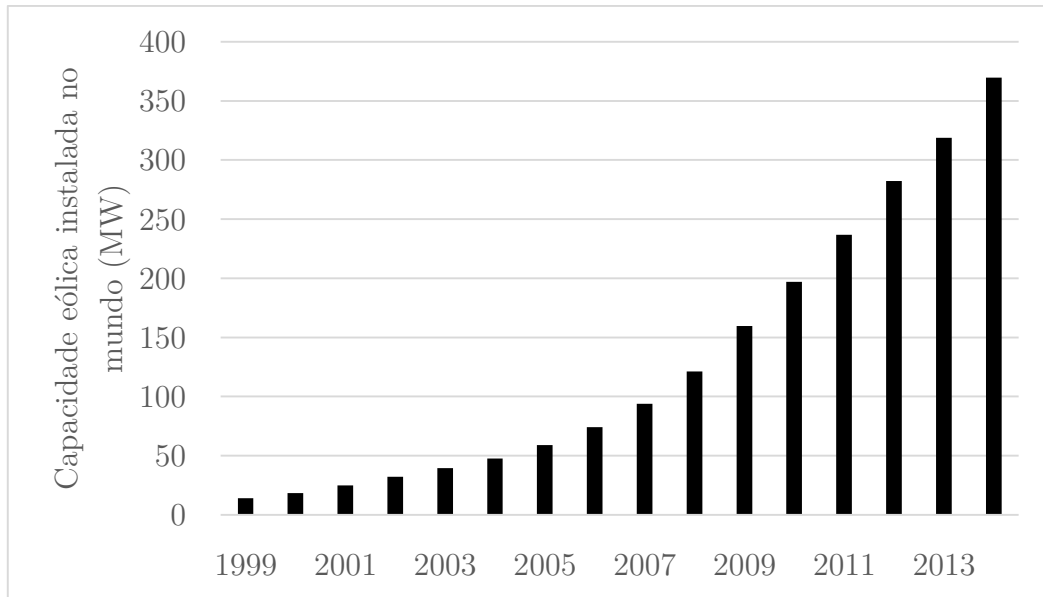


Figura 1.1: Capacidade eólica instalada no mundo entre os anos de 1999 e 2014.

Hoje, a geração de energia elétrica a partir de fontes eólicas é largamente difundida no mundo, superando 318GW de capacidade instalada em 2013 [4], espalhada entre turbinas de grande, médio e pequeno porte.

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA DO TEMA

Atualmente, em turbinas eólicas de grande porte, os principais controles aplicados são implementados de forma mecânica, para maximizar a produção de energia e garantir a integridade do sistema de geração. Dentre esses controles está o controle de *pitch* (variação da angulação da pá) [5]. Esse controle permite a extração ótima de energia mesmo com ventos abaixo do valor nominal projetado para a turbina.

Entretanto, em turbinas de pequeno porte, da ordem de 1 a 100kW, o controle de *pitch* passa a ser muito dispendioso, pois necessita de um complexo mecanismo de atuação. Com o avanço da eletrônica de potência, percebeu-se a possibilidade do uso de conversores chaveados como atuador para a extração ótima de energia e as turbinas eólicas de pequeno porte se tornaram fortes candidatas à fonte de energia em sistemas distribuídos (residenciais ou comerciais).

Contudo, um recente estudo [6] indica que a venda de turbinas eólicas de pequeno porte nos Estados Unidos está em declínio. Ao contrário do mercado solar, em que o mesmo equipamento eletrônico pode ser utilizado com inúmeros modelos de painéis fotovoltaicos, os inversores aplicados em turbinas eólicas de pequeno porte são normalmente específicos para um único modelo, e isso onera financeiramente o sistema.

Outro estudo [7] indica que o Brasil possui um enorme potencial eólico que ainda é pouco explorado. Por esse motivo, recentemente o Ministério de Minas e Energia, através de um estudo encomendado ao CEPREL [8], está analisando o potencial do mercado de turbinas eólicas de pequeno porte à luz da Resolução ANEEL nº 482/2012, que normatiza a micro e mini geração distribuída.

Uma das necessidades para a expansão do mercado eólico de pequeno porte no Brasil é o advento de inversores que funcionem com diferentes modelos de turbinas, como ocorre com inversores para painéis fotovoltaicos. O principal gargalo nesse aspecto é o Rastreador de Ponto de Máxima Potência (MPPT) necessário a esses inversores. Grande parte dos métodos aplicados possuem desvantagens, como: dependência de parâmetros específicos da turbina; possuem desempenho inconstante em diferentes condições de operação; ou são de grande complexidade computacional [9].

Portanto, a pesquisa nesta área é fundamental para a ampla utilização destas tecnologias, principalmente em áreas isoladas – que são um dos potenciais locais para aplicações de turbinas de pequeno porte – e, particularmente no Brasil, é onde se tem grande necessidade de produção de energia.

1.2 OBJETIVOS

Diante do exposto, propõe-se uma análise comparativa entre os métodos de MPPT existentes e a definição de um método que melhor se aplique a uma metodologia proposta para controle de um sistema de carregamento de baterias.

1.2.1 Objetivos Específicos

1. Realizar a modelagem matemática de um sistema eólico;
2. Analisar comparativamente diferentes técnicas de MPPT, apontando vantagens e desvantagens de cada uma;
3. Definir uma técnica que possui melhor aplicabilidade levando em consideração a aplicação definida;
4. Demonstrar a aplicação dessa técnica em um sistema de carregamento de baterias.

1.3 METODOLOGIA

Inicialmente será feito um levantamento bibliográfico sobre o estado da arte dos sistemas eólicos, – que compreendem turbinas de pequeno porte e conversores chaveados utilizados em conjunto – características operacionais dos sistemas eólicos, principais controles aplicados nesses sistemas e classificações de técnicas de MPPT para turbinas eólicas.

Após o estudo inicial, um sistema eólico será modelado e servirá como base para o desenvolvimento de uma simulação que servirá de ponto de partida para o trabalho. Essa simulação será baseada no ambiente MATLAB/Simulink. Então, serão levantados os parâmetros relevantes para a comparação de desempenho e efetividade dos métodos.

Com esses resultados, será feita a comparação entre diferentes técnicas de MPPT. Nessa etapa, espera-se encontrar pontos fracos em comum entre as estratégias e propor uma solução para superá-los.

Será feito, então, o desenvolvimento de uma plataforma de aplicação de técnicas de MPPT para turbinas eólicas, baseada em um sistema de carregamento de baterias.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre a teoria e tecnologias para extração de energia eólica. São abordados assuntos como: os diferentes tipos de turbinas eólicas, as principais topologias, as estratégias de controle e MPPT, entre outros.

No capítulo 3 são desenvolvidos os modelos dos diferentes elementos de uma turbina eólica. Ao fim deste capítulo, é apresentado um modelo completo para a turbina, que é utilizado como base para o restante do trabalho.

No capítulo 4 é apresentada a plataforma de simulação utilizada como base para o comparativo entre as diferentes estratégias de MPPT, bem como os parâmetros levantados como base para essa comparação. Ao fim do capítulo, é realizada a comparação, ressaltando vantagens e desvantagens de cada técnica e destacando uma para ser implementada experimentalmente.

No capítulo 5 é apresentada a implementação da estratégia escolhida no capítulo anterior em um sistema para carregamento de baterias. Neste capítulo, a metodologia de controle para o sistema é descrita. Os resultados obtidos são expostos e são feitas discussões sobre esses resultados.

Finalmente, no capítulo 6 são listadas as conclusões obtidas ao longo do trabalho e são apresentadas algumas sugestões de trabalhos futuros seguindo o mesmo tema abordado.

CAPÍTULO 2: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os ventos são originados a partir de dois processos principais: o aquecimento da superfície terrestre pelo sol e o movimento de rotação da terra [1]. A diferença de radiação solar ao longo da superfície terrestre cria gradientes de temperatura entre diferentes regiões, que causam a movimentação dos ventos por convecção. Na região equatorial, onde a radiação solar é praticamente constante ao longo do ano, a superfície terrestre é mais quente, causando o aquecimento das massas de ar, que se erguem. Nos pólos, a radiação solar é menor, o que causa menor aquecimento da superfície, e as massas de ar mais densas se movimentam em direção à região equatorial devido ao gradiente de pressão causado pela movimentação das massas de ar equatoriais.

Além desse processo, a rotação da terra causa a movimentação lateral das massas de ar. A força resultante desse efeito é conhecida como força de Coriolis e é a principal componente responsável pela movimentação quase horizontal das massas de ar [1].

Além desses dois processos, existem ainda forças causadas pela inércia rotacional das massas de vento e pelo atrito com a superfície terrestre. As forças causadas pelo atrito criam também as massas de ar turbulentas próximas à superfície terrestre, o que faz com que os ventos em baixas alturas sejam altamente correlacionados com a rugosidade do terreno.

A Figura 2.1 apresenta o padrão de circulação de massas de ar de larga escala ao longo da superfície terrestre.

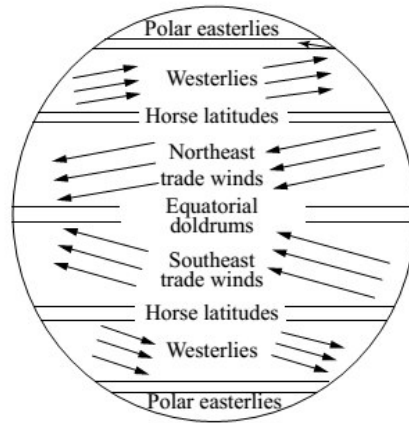


Figura 2.1: Ventos no mundo. Fonte: [1].

Existem também variações de vento atribuídas a um local específico que ocorrem em escalas de tempos curtas – de segundos até um mês [2], como pode ser visto na Figura 2.2 que apresenta o espectro de frequências das variações de vento em uma fazenda eólica em Brookhaven, EUA. Em escalas de tempo da ordem de dias, esses fenômenos são caracterizados pela passagem de sistemas climáticos; são bem definidos e chamados de picos sinópticos. Existem também fenômenos caracterizados pelo ciclo diário – pico diurno – e fenômenos causados pela turbulência dos ventos, que possuem escala de segundos – pico turulento.

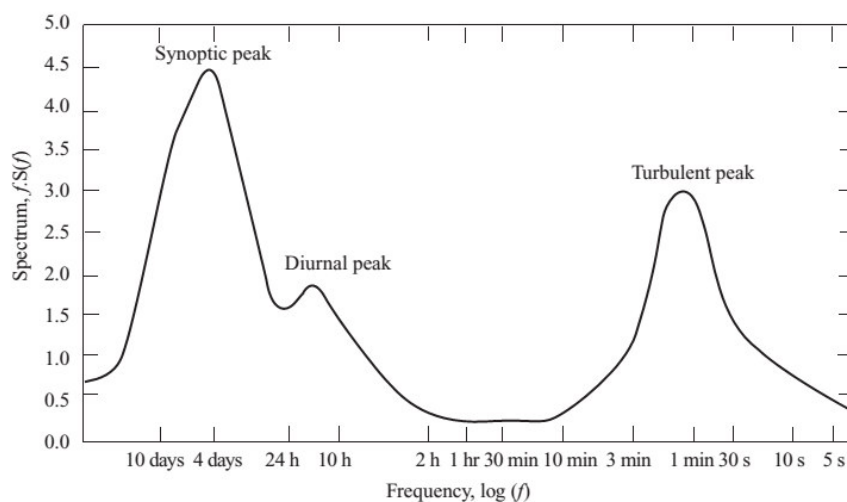


Figura 2.2: Espectro do vento segundo medições de uma fazenda eólica em Brookhaven, EUA.

Fonte: [2].

2.1 TURBINAS EÓLICAS

O equipamento básico para transformar a energia cinética contida numa massa de ar em energia eólica é a turbina eólica. Elas são tipicamente compostas por um conjunto de pás acoplado a um gerador elétrico. As pás são instrumentos de conversão da energia cinética dos ventos em energia cinética rotacional, enquanto que o gerador elétrico converte esta energia rotacional em energia elétrica. Nesta seção são apresentados os dois tipos mais comuns de turbinas eólicas – eixo vertical e horizontal – e os principais controles que são implementados nas mesmas.

2.1.1 Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (HAWT)

As turbinas de eixo horizontal, como a apresentada na Figura 2.3, possuem o eixo de rotação paralelo ao eixo de movimento do vento. Esses modelos de turbina funcionam essencialmente a partir das forças de sustentação, de forma similar à um avião.



Figura 2.3: Turbina eólica de eixo horizontal.

Para a maior extração de energia, essas turbinas possuem um sistema que posiciona as pás de frente para o vento. Esse sistema, que pode ser realizado de forma ativa ou passiva, é descrito em mais detalhes na Seção 2.1.3. Quando realizado de forma passiva, esse sistema da origem à dois grupos de turbinas: *upwind* e *downwind*, exibidos na Figura 2.4.

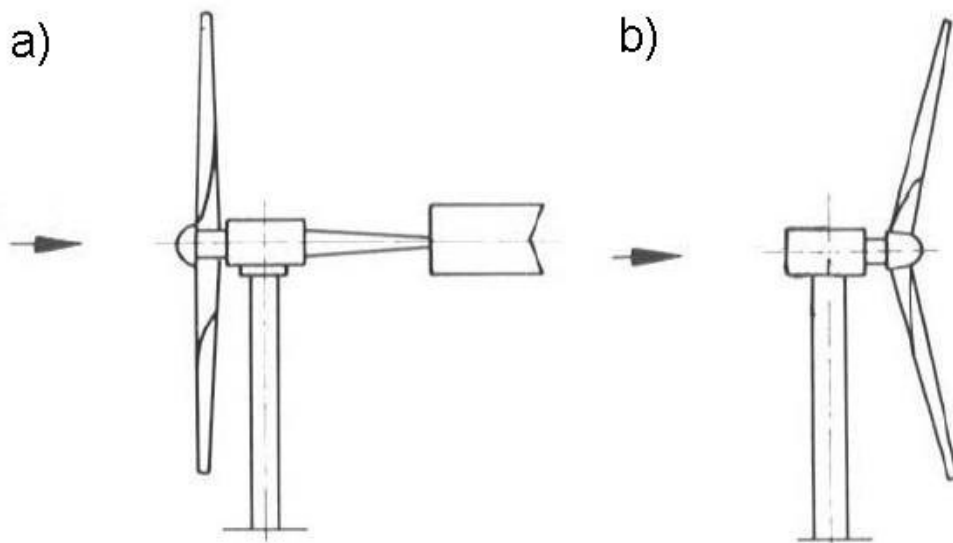


Figura 2.4: Diferentes tipos de turbinas de eixo horizontal: a) *upwind*; b) *downwind*.

Nos sistemas *upwind*, um leme direciona a turbina de acordo com a direção do vento, enquanto no sistema *downwind*, esse direcionamento é realizado pela ângulação das pás em relação ao eixo de rotação da turbina (perpendicular à torre).

As turbinas horizontais possuem menor rendimento frente à ventos turbulentos. Por esse motivo, principalmente nas turbinas de grande porte, as torres de sustentação são mais altas em relação às turbinas de eixo vertical.

2.1.2 Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (VAWT)

As turbinas de eixo vertical, diferentemente da classe anteriormente discutida, possuem o eixo de rotação perpendicular ao eixo de movimento do vento. Originalmente, essas turbinas funcionavam a partir do arrasto causado pelo vento nas pás. Contudo, apesar de funcionarem melhor em condições de vento turbulentos, a eficiência desses modelos é largamente inferior à das HAWTs.

A VAWT que mais se aproxima, em rendimento, das HAWTs é a turbina do tipo Darrieus, apresentada em detalhes na Figura 2.5. Esse tipo de turbina também funciona baseada nas forças de sustentação, mas ainda assim possui rendimento inferior às HAWTs. Os modelos de eixo vertical ainda são muito estudados, e no futuro podem

evoluir para, ao menos em aplicações específicas, possuírem melhor desempenho que os modelos de eixo horizontal.

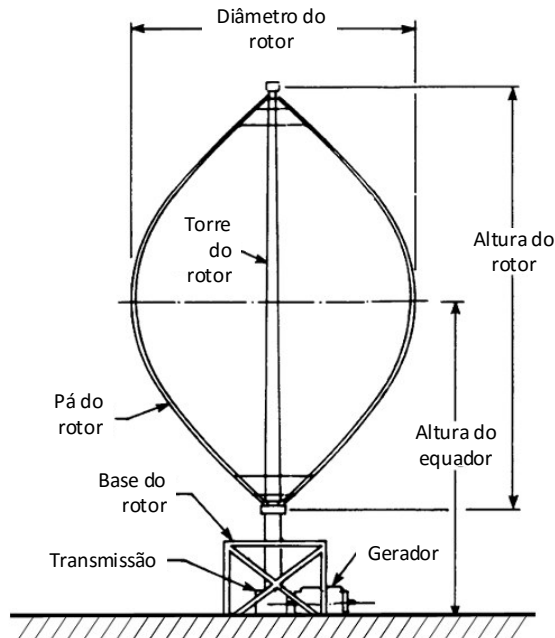


Figura 2.5: Partes básicas de uma turbina de eixo vertical do tipo Darrieus. Adaptado de [10].

2.1.3 Sistemas Básicos de Controle em Turbinas Eólicas

Comumente encontra-se alguns tipos de controle em turbinas eólicas, principalmente de grande porte. Esses controles são utilizados para limitar ou otimizar a potência extraída das turbinas, ou para interromper a geração parando o rotor da turbina. São os controles de *stall*, *pitch* e *yaw* [2]:

- Controle de *stall*: é a forma mais simples de limitar a potência gerada pela turbina eólica. Utiliza o aumento no arrasto causado pela geometria das pás em altas velocidades de vento para diminuir a eficiência de conversão, limitando a extração de potência. Entretanto, causa incertezas no comportamento aerodinâmico da máquina e no cálculo de esforços em velocidades de vento elevadas. Esse controle pode ser ativo – quando o ângulo das pás é alterado para aumentar o efeito do arrasto – ou passivo –

quando a geometria da pá é projetada para sofrer grande efeito do arrasto em altas velocidades de vento.

- Controle de *pitch*: o controle de *pitch* altera o ângulo da pá da mesma forma que o controle de *stall*. Entretanto, a variação do ângulo é feita de maneira contínua, diferentemente do controle de *stall* que normalmente possui somente duas posições (normal e *stall*). O efeito causado é a diminuição ou aumento da força de sustentação o que limita ou aumenta a potência extraída. Este controle também pode ser realizado de forma ativa – quando atuadores rotacionam a pá no seu eixo para alterar o ângulo – ou de forma passiva – quando as cargas aerodinâmicas causam a rotação das pás.
- Controle de *yaw*: o controle de *yaw* altera a direção que a turbina está alinhada de forma a manter o eixo de rotação das pás paralelo à velocidade de vento, otimizando a extração de potência. Esse controle existe somente em turbinas de eixo horizontal. Nas turbinas de grande porte, este controle é feito de forma ativa, com um atuador realizando a rotação da turbina. Já nas de pequeno porte, é realizado de forma passiva através de um leme. Este controle, juntamente com o controle de *stall*, é muito utilizado para realizar a frenagem aerodinâmica, em que a velocidade de rotação é diminuída por efeitos aerodinâmicos e não por fricção mecânica.

2.2 SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA (WECS)

Os sistemas de conversão de energia eólica convertem a energia contida nos ventos em energia elétrica. Contudo, esta última já condicionada para ser integrada com a rede elétrica. Portanto, esses sistemas são módulos de geração compostos, normalmente, pela turbina eólica, conversores de energia e sistemas de controle e supervisão auxiliares. Nas

próximas subseções serão apresentadas características comuns e algumas divisões de WECS.

2.2.1 Topologias Comuns

Os WECS podem ser divididos em dois grandes grupos: sistemas de velocidade fixa e sistemas de velocidade variável [9]. Os sistemas de velocidade fixa são mais antigos e são diretamente conectados à rede elétrica através de transformadores de potência, como exemplificado na Figura 2.6. Utilizam geradores à indução, normalmente com rotor do tipo gaiola de esquilo (SCIG). Alguns sistemas permitem pequenas variações na velocidade, em torno de $\pm 10\%$ da velocidade síncrona, utilizando rotores bobinados com resistências variáveis para variação do escorregamento. Estes sistemas são excitados pela rede as quais são conectados e para evitar trabalharem com baixo fator de potência geralmente usam banco de capacitores conectados as suas entradas.

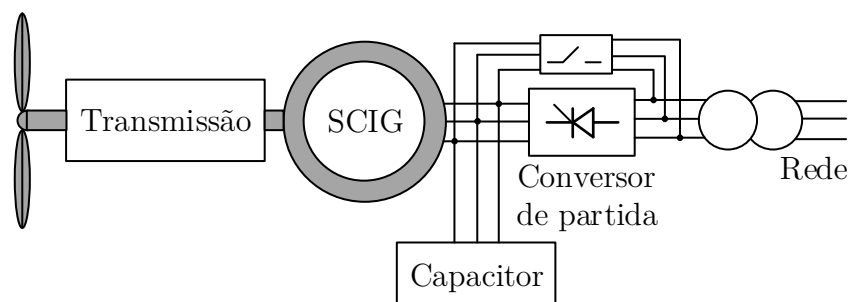


Figura 2.6: WECS de velocidade fixa baseado em SCIG. Adaptado de [9].

Por serem incapazes de trabalhar em velocidade variável, ou serem muito limitados nesse sentido, os sistemas de velocidade fixa não conseguem extrair o máximo de energia do vento, o que diminui a eficiência global do sistema. Por esse motivo, e com o avanço da eletrônica de potência, esses sistemas perderam espaço no mercado mundial de energia eólica.

Os sistemas de velocidade variável permitem uma grande variação da velocidade de rotação da turbina. Esses sistemas podem utilizar geradores síncronos ou à indução. No caso dos geradores à indução, o mais utilizado é do tipo duplamente excitado (DFIG),

apresentado na Figura 2.7. Esse sistema utiliza um conversor para alterar a frequência de excitação do rotor de acordo com a velocidade mecânica do gerador. Este conversor, composto por um retificador (conversor CC/CA) e um inversor (conversor CA/CC) numa configuração *back-to-back*, processa somente uma fração da potência gerada, necessária para a excitação do rotor, tornando-o menor e mais barato em relação aos sistemas com motor síncrono.

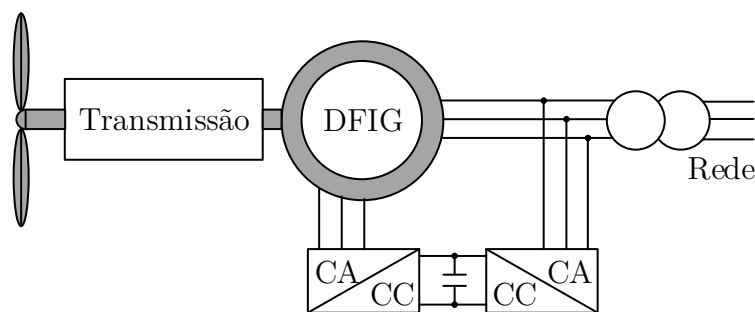


Figura 2.7: WECS de velocidade variável baseado em DFIG. Adaptado de [9].

No caso de geradores síncronos, são utilizados tanto geradores à imã permanente ou com enrolamento de campo, e o diagrama é apresentado na Figura 2.8. Este sistema utiliza um conversor entre a turbina e a rede elétrica, o que permite uma melhor resiliência a faltas na rede, já que os sistemas podem ser completamente desacoplados pelo conversor. Entretanto, o conversor deve processar toda a energia gerada, o que o torna mais volumoso e caro.

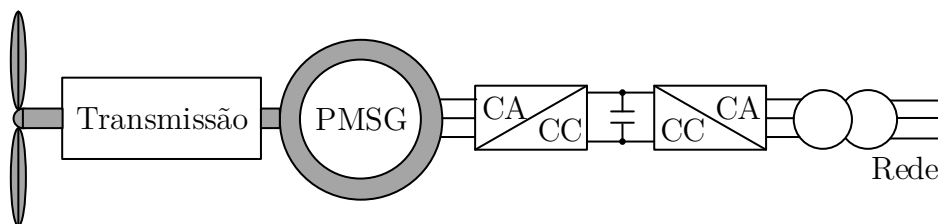


Figura 2.8: WECS de velocidade variável baseado em gerador síncrono. Adaptado de [9].

Os geradores síncronos à imã permanente (PMSG) tem como vantagem a inexistência dos anéis e escovas que fazem a conexão elétrica ao rotor. Entretanto são mais caros devido aos ímãs empregados. Os sistemas com geradores síncronos

frequentemente não utilizam caixa de transmissão. Para isso, são fabricados com grande quantidade de pólos, o que permite baixas velocidades de rotação mecânica com eficiência mais elevada.

Os sistemas de pequeno porte preferencialmente utilizam essa topologia, com PMSGs com grande quantidade de pólos. Dessa forma são mais compactos, devido à maior densidade de potência dos PMSGs, mais robustos por não possuírem anéis e escovas, e possuem a capacidade da máxima extração da potência disponível no vento. Por esses motivos, este trabalho é baseado em um WECS com esta topologia.

2.2.2 Regiões Operacionais

A operação de WECS normalmente é separada em quatro regiões distintas, regiões I, II, III e IV da Figura 2.9. Essa separação serve para otimizar a extração de energia e garantir a operação segura da turbina eólica. As regiões são separadas por pontos críticos de velocidade de vento no gráfico, a saber:

- Velocidade de *cut-in*: como todo sistema real, existem perdas envolvidas no processo de conversão de energia, o que torna necessária a existência de uma potência mínima disponível no vento. A velocidade de *cut-in* representa a mínima velocidade de vento em que o sistema consegue extrair energia útil e demarca o início da extração de energia. Ela é representada pelo ponto A na Figura 2.9. Essa velocidade define o fim da região I, onde a turbina não está em operação, e o início da região II, onde a turbina opera extraindo a máxima potência.
- Velocidade nominal: é a velocidade em que o sistema extrai a potência nominal. Esse ponto representa o limite entre a região II, na qual a turbina opera em velocidade variável, e a região III, na qual a turbina opera com potência constante. Ela é representada pelo ponto B na Figura 2.9.

- Velocidade de *cut-out*: é a velocidade de vento limite de operação do sistema. Ela é representada pelo ponto C na Figura 2.9. Essa velocidade marca o fim da região III e início da região IV, onde a turbina sai de operação para evitar danos mecânicos na sua estrutura.

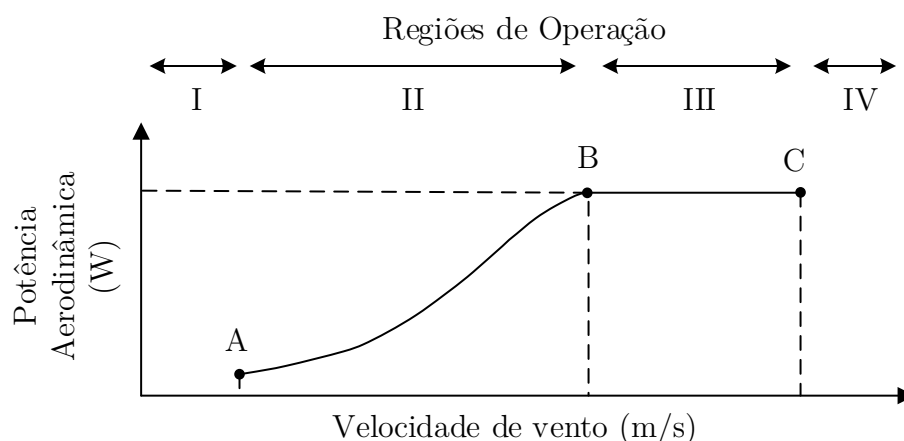


Figura 2.9: Curva característica de potência de um WECS.

A operação próxima à velocidade de vento nominal é definida de acordo com o método de limitação de potência do sistema, podendo ele ser baseado em controle de *pitch*, controle por *stall* ou limitação elétrica imposta pelo conversor conectado à turbina. Este último, normalmente é utilizado em turbinas de pequeno porte, como a utilizada neste trabalho.

Abaixo da velocidade de vento de *cut-in*, a turbina não opera (região I). Como nessa região ainda não há energia eólica o suficiente para a extração de energia elétrica, o WECS mantém a turbina travada, de forma mecânica, até que a velocidade de vento seja suficiente para que a turbina entre em operação.

Acima da velocidade de vento de *cut-in* até a velocidade de vento nominal, o sistema opera com velocidade variável (região II). Nesta região são executados os algoritmos de MPPT de forma a maximizar a potência extraída pelo WECS. O estudo deste trabalho é orientado para essa região, explorando as diferentes estratégias e métodos para a realização do MPPT.

Entre a velocidade nominal e a velocidade de *cut-out*, o WECS extrai potência nominal da turbina eólica (região III). Isso é feito para manter a integridade elétrica do sistema, evitando operação com tensões e correntes elevadas, e sobreaquecimento. Esse controle de potência pode ser feito de forma mecânica – alterando-se o ângulo de *pitch* das pás da turbina – ou de forma elétrica – controlando ativamente a potência de saída da turbina.

Para ventos acima da velocidade de *cut-out* a extração de energia é cessada, a velocidade de rotação da turbina é zerada e seu rotor é travado (região IV). Essa ação é tomada para garantir a integridade estrutural e mecânica do sistema, já que velocidades de vento excessivas podem danificar as pás da turbina e causar vibrações destrutivas na estrutura da torre.

2.3 ESTRATÉGIAS DE MPPT PARA TURBINAS EÓLICAS

O MPPT é um algoritmo utilizado para rastrear o ponto em que a fonte geradora de energia opera fornecendo a máxima potência possível. Para alguns tipos de fontes, como a solar, esse algoritmo é sempre utilizado como controle principal, garantindo sempre a máxima extração de energia. Em sistemas eólicos, como os WECS, essa estratégia é utilizada quando os ventos estão com velocidade abaixo da nominal, ou na região I da Figura 2.9. Acima dessa velocidade, é extraída uma potência fixa, normalmente a potência nominal do sistema.

No próximo capítulo, será deduzida a equação da potência gerada por uma turbina eólica. Para o entendimento desta seção, é suficiente somente apresentar essa equação, conforme apresentado em (2.1).

$$P = \frac{\rho \pi R_{pa}^2 C_p(\lambda, \beta) v_{ar}^3}{2} \quad (2.1)$$

Sendo ρ a densidade do ar, R_{pa} o comprimento de uma pá da turbina eólica, v_{ar} a velocidade do vento, $C_p(\lambda, \beta)$ o coeficiente de potência e é função da razão entre a

velocidade linear das pontas das pás da turbina e a velocidade do vento (λ) e do ângulo de *pitch* das pás (β). Todas essas variáveis serão apresentadas com mais detalhes no próximo capítulo.

Percebe-se de (2.1) que a potência extraída por uma turbina eólica depende somente de um parâmetro controlável, o coeficiente de potência. Em turbinas de pequeno porte, o ângulo de *pitch* das pás é normalmente fixo e será desconsiderado da equação. Dessa forma, a única possibilidade de se alterar a potência extraída pela turbina de maneira controlada é variando-se λ .

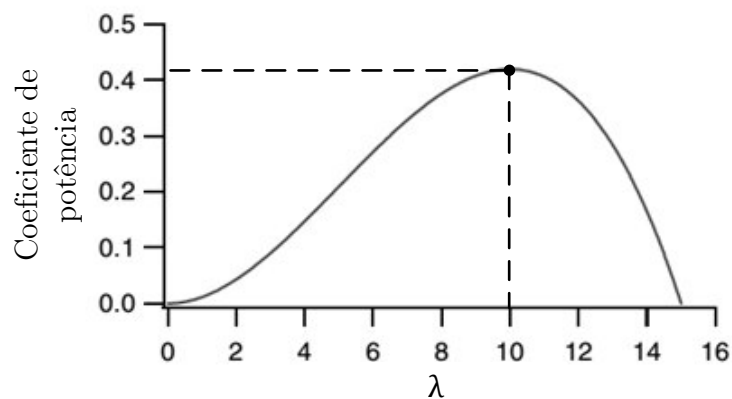


Figura 2.10: Variação do coeficiente de potência em função do λ .

Do gráfico apresentado na Figura 2.10, que mostra a variação do coeficiente de potência em função de λ , claramente existe um único ponto em que a potência extraída será máxima. Logo, controlando-se o λ para o valor ótimo (λ^{otm}), controla-se a potência extraída para o seu valor máximo. Controlar λ na realidade se reduz à controlar a velocidade de rotação da turbina eólica. Portanto, os métodos de MPPT para turbinas eólicas são sempre baseados no controle direto ou indireto – por meio do conjugado eletromagnético, tensão ou corrente de saída – desta velocidade.

Segundo [11], existem três grandes categorias de estratégias de MPPT: 1) controle do λ ótimo; 2) controle por realimentação de potência e 3) controle por algoritmo subida da montanha (HCS). Entretanto, nos últimos tempos alguns autores categorizam mais

um grande grupo de estratégias baseadas em lógica Fuzzy e Redes Neurais [9]. Nas subseções a seguir serão apresentados os princípios fundamentais de cada uma dessas quatro estratégias e suas vantagens e desvantagens.

2.3.1 Controle do λ Ótimo

Esse método consiste em operar a turbina eólica em seu ponto de λ ótimo. De acordo com (2.2), o λ varia com a velocidade de rotação da turbina eólica (ω_{rotor}). Logo, de acordo com o valor da velocidade de vento, calcula-se a velocidade de rotação necessária para que a turbina opere no ponto ótimo, como representado em (2.3).

$$\lambda = \frac{\omega_{rotor} R_{pa}}{v_{ar}} \quad (2.2)$$

$$\omega_{rotor}^* = \frac{v_{ar} \lambda^{otm}}{R_{pa}} \quad (2.3)$$

A Figura 2.11 apresenta o diagrama de blocos básico desse método de MPPT.

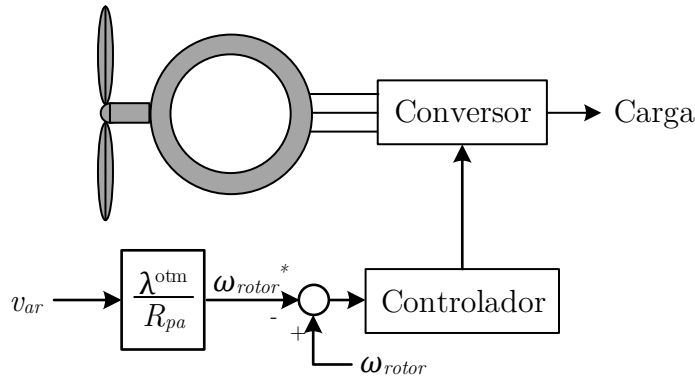


Figura 2.11: Diagrama de blocos do método de MPPT utilizando o controle do λ^{otm} .

Portanto, para utilizar esse método precisa-se da medição ou estimação da velocidade de vento e do valor do λ ótimo. Os sensores de medição de vento normalmente oneram o sistema de pequeno porte além do aceitável. Além disso, o valor do λ ótimo é um parâmetro altamente dependente da estrutura mecânica e elétrica da turbina eólica e varia muito de modelo para modelo, sendo difícil de ser estimado com precisão. Por esses motivos, a eficiência desse método é limitada na prática e ele não é largamente utilizado nos WECS.

2.3.2 Controle por Realimentação de Potência

O método de MPPT utilizando o controle por realimentação de potência opera a partir da curva característica de potência de uma turbina eólica. Substituindo a definição de λ (2.2) em (2.1), obtém-se a equação da potência gerada pela turbina eólica em função da velocidade de rotação, apresentada em (2.4).

$$P = \frac{\rho\pi R_{pa}^5 C_p(\lambda)}{2\lambda^3} \omega_{rotor}^3 \quad (2.4)$$

Utilizando-se $\lambda = \lambda^{otm}$, alcança-se a máxima potência possível de ser extraída. Logo, para operação no ponto de máxima potência (2.4) pode ser escrita como:

$$P^{otm} = \frac{\rho\pi R_{pa}^5 C_p(\lambda^{otm})}{2\lambda^{otm3}} \omega_{rotor}^3 = K^{otm} \omega_{rotor}^3 \quad (2.5)$$

A Equação (2.5) é utilizada para gerar a referência de potência que será extraída da turbina eólica para que ela opere na máxima potência. A Figura 2.12 apresenta o diagrama de blocos de um sistema utilizando esse método de MPPT.

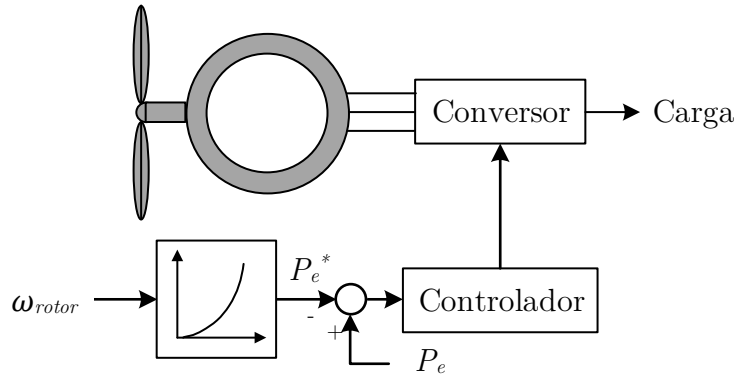


Figura 2.12: Diagrama de blocos do método MPPT utilizando controle por realimentação de potência.

Outra forma de implementar esse método seria calculando-se uma referência de conjugado, ao invés da referência de potência [9]. Para isso, (2.5) deve ser modificada para (2.6).

$$T^{otm} = \frac{\rho \pi R_{pa}^5 C_p(\lambda^{otm})}{2\lambda^{otm^3}} \omega_{rotor}^2 = K^{otm} \omega_{rotor}^2 \quad (2.6)$$

Esse método também necessita de características da turbina, como o λ ótimo. Portanto, não há uma maneira de calcular de forma precisa o valor de K^{otm} . Além disso, como a velocidade de rotação da turbina eólica é utilizada como entrada do bloco MPPT, flutuações na velocidade do vento podem passar despercebidas, devido à inércia da máquina, fazendo com que o WECS não opere na máxima potência real. Por outro lado, o método não necessita da medição do vento, o que é uma vantagem em relação ao método anterior.

Nos sistemas com turbinas eólicas de pequeno porte, é comum o conversor utilizado possuir um estágio retificador na entrada. Assim, pode-se utilizar o valor da tensão retificada no lugar da velocidade de rotação da mesma. Então, é comum a potência aerodinâmica ser aproximada pela potência elétrica para a implementação desse método de MPPT. Em [12] o autor utiliza um observador para estimar a potência aerodinâmica e dessa forma melhorar a precisão e a dinâmica do MPPT. Dessa forma, as flutuações de vento podem ser percebidas pelo sistema.

2.3.3 Controle por Algoritmo Subida da Montanha

O algoritmo Subida da Montanha funciona causando uma perturbação no sistema e verificando o seu efeito na potência de saída, logo, é também conhecido como Perturbe e Observe (P&O). O método tira proveito da concavidade da curva de potência do WECS para se aproximar do ponto de máxima potência. Diferentes variáveis do WECS podem ser escolhidas como fonte da perturbação: velocidade de rotação, conjugado eletromagnético, tensão ou corrente de saída.

A Figura 2.13 exemplifica uma implementação desse método utilizando a velocidade de rotação da turbina eólica como fonte de perturbação. Inicialmente essa velocidade é variada para um valor maior (variação positiva). Essa variação causa um

aumento na potência extraída do WECS. Portanto, o algoritmo toma a decisão de manter a direção de variação, aumentando novamente a velocidade de rotação. Isso acontece até que o pico de potência seja atingido. A partir desse ponto, um novo aumento na velocidade de rotação irá causar uma diminuição na potência produzida. Nesse instante, o algoritmo toma a decisão de modificar o sentido da perturbação e varia a velocidade para um valor menor (variação negativa). Dessa forma, caso o ponto de máxima potência mude (variação da velocidade de vento) o sistema sempre tende a oscilar em torno deste ponto.

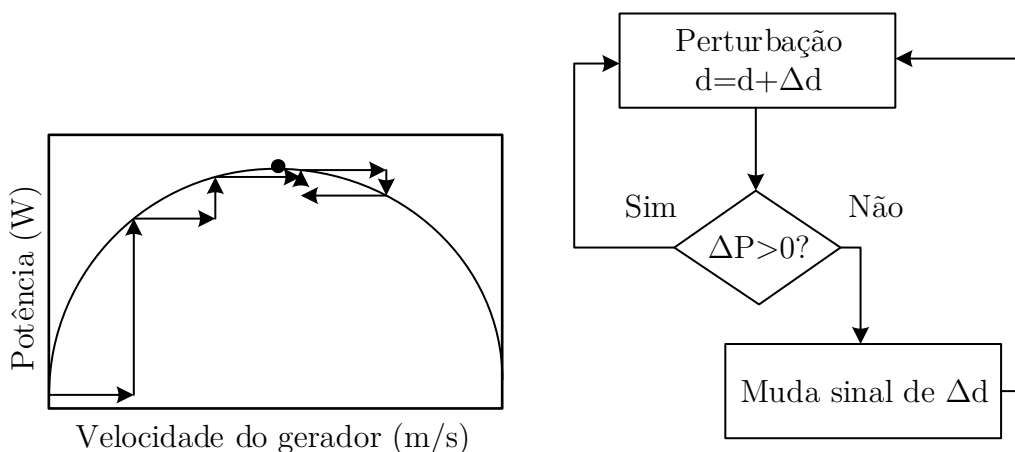


Figura 2.13: Fluxograma do algoritmo de MPPT Subida da Montanha.

Na prática, existem algumas dificuldades na operação do algoritmo. A utilização de uma perturbação muito grande, apesar de diminuir o tempo que o sistema leva para rastrear o ponto de máxima potência, causa uma oscilação muito grande em torno do ponto de máxima potência, o que causa a diminuição na energia total extraída do WECS. Por outro lado, um passo muito pequeno pode não ser suficiente para causar um efeito perceptível na potência extraída, causando decisões errôneas por parte do algoritmo.

Além disso, esse método apresenta sérios problemas quando utilizado em turbinas com grandes valores de constante de inércia. Nesses sistemas, a potência elétrica de saída está fortemente acoplada com o sistema mecânico através da taxa de variação da energia

armazenada pela inércia, e isso pode causar incapacidade do algoritmo no seguimento da máxima potência.

Esses entraves levaram ao desenvolvimento de métodos mais sofisticados que utilizam como base o algoritmo de Subida da Montanha. Em [13], a amplitude da perturbação aplicada varia em função da amplitude da última perturbação e da variação da potência causada por ela. Dessa forma, quando o sistema está longe da máxima potência, a variação da potência extraída é grande, logo a amplitude da perturbação também será grande, aumentando a velocidade de convergência. Ao se aproximar do ponto de máxima potência, a variação da potência extraída é pequena, resultando em pequenas perturbações aplicadas e minimizando a oscilação em torno do ponto de máxima potência.

Em [14] é utilizado um método inteligente que realiza o treinamento do sistema e armazenamento em memória dos pontos de máxima potência. Dessa forma, um histórico é criado e o sistema consegue atingir a máxima potência aplicando diretamente um controle direto de potência. Além disso, a utilização de memória para armazenar as características do WECS também minimiza o problema causado pela inércia do sistema.

2.3.4 Controle Baseado em Lógica Fuzzy e Redes Neurais

Os métodos que utilizam controle baseado em lógica fuzzy e redes neurais têm como grande vantagem a não necessidade de um modelo complexo e exato do WECS [15]. Utilizando métodos adaptativos, esses sistemas compensam os coeficientes dos seus algoritmos em tempo real. Por esse mesmo motivo, eles são os métodos com implementação mais complexa e que consomem mais poder computacional para sua execução.

Apesar da rápida convergência, insensibilidade os parâmetros da planta e capacidade de operar com sinais ruidosos e imprecisos atribuída aos sistemas baseados em lógica fuzzy adaptativa [16], o grande custo computacional advindo da complexidade

matemática atrapalha a capacidade de rastreamento rápido do ponto de máxima potência do WECS. Por esse motivo, esses métodos, juntamente com o HCS, não são largamente aplicados em WECS comerciais.

2.4 CONCLUSÕES

Na literatura, existem três principais grupos de métodos de MPPT para turbinas eólicas. Dentre os três, não há um consenso sobre qual dos métodos é mais eficaz. Neste trabalho é proposto uma análise comparativa entre os três principais métodos destacando vantagens e desvantagem entre cada um. Ao fim, é proposta uma metodologia de controle para um sistema de carregamento de baterias com base em um dos métodos. Este sistema é utilizado como estudo de caso na aplicação dos métodos de MPPT para turbinas eólicas.

CAPÍTULO 3: MODELAMENTO MATEMÁTICO DOS COMPONENTES DO SISTEMA

Para comparar os diferentes métodos MPPT para turbinas eólicas, realizou-se uma simulação no ambiente MATLAB/Simulink. Para realizar esta simulação, foi feito o modelamento matemático dos diferentes componentes de um sistema de carregamento de baterias. Com esse modelamento, foi desenvolvida a plataforma de simulação.

Uma visão geral da plataforma de simulação desenvolvida para o estudo comparativo entre as diferentes técnicas de MPPT é apresentada na Figura 3.1. Ela compreende a turbina eólica, gerador elétrico, retificador, conversor chaveado e bateria. Nas seções seguintes, são apresentados os modelos matemáticos utilizados na implementação da plataforma de simulação.

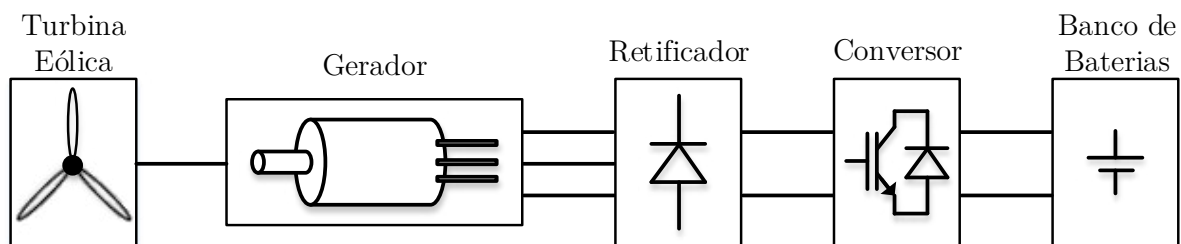


Figura 3.1: Visão geral do sistema base para a plataforma de simulação.

3.1 PÁS DA TURBINA EÓLICA

As pás de uma turbina eólica são os componentes que realizam a extração de potência do vento e a transforma na energia mecânica utilizada pelo gerador elétrico. Isso significa que, ao estarem inseridas em um meio fluido em movimento, as pás sofrem um esforço que é convertido em conjugado.

Primeiramente, é necessário compreender a potência existente nesse fluido em movimento. A energia existente nesse fluido, vem da massa sendo deslocada,

essencialmente energia cinética, descrita em (3.1) para uma massa de ar m_{ar} se movendo a uma velocidade constante v_{ar} [17].

$$E_{ar} = \frac{1}{2} m_{ar} v_{ar}^2 \quad (3.1)$$

A potência associada a esse movimento é dada pela taxa de variação da energia:

$$\frac{dE_{ar}}{dt} = \frac{1}{2} v_{ar}^2 \frac{dm_{ar}}{dt} \quad (3.2)$$

A variação da massa de um fluido, nesse caso o ar, é conhecida por fluxo de massa e é dada, em função da velocidade do fluido, por:

$$\frac{dm_{ar}}{dt} = \rho A v_{ar} \quad (3.3)$$

Sendo ρ a densidade do ar e A a área de secção por onde o fluido passa. No caso de uma turbina eólica, essa área é definida pelo alcance das pás, também conhecida como disco de rotação, apresentada em (3.4).

$$A = \pi R_{pa}^2 \quad (3.4)$$

Sendo R_{pa} o comprimento de uma pá, ou o raio do disco de rotação das pás. Substituindo (3.3) em (3.2), obtém-se:

$$P_{ar} = \frac{1}{2} \rho A v_{ar}^3 \quad (3.5)$$

Que é a potência contida no movimento da massa de ar que passa pelo disco de atuação da turbina eólica. Entretanto, essa potência não é toda extraída pela turbina. A fração dessa potência que é extraída é definida pelo coeficiente de potência [18]. Esse coeficiente de potência é definido em (3.6) [18].

$$C_P = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda \quad (3.6)$$

Sendo:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + C_7\beta} - \frac{C_8}{\beta^3 + 1}} \quad (3.7)$$

E:

$$\lambda = \frac{\omega_{rotor} R_{pa}}{v_{ar}} \quad (3.8)$$

Sendo C_1 a C_8 constantes que dependem da constituição geométrica das pás da turbina, ω_{rotor} a velocidade de rotação do rotor da turbina eólica e β o ângulo de *pitch* das pás da turbina eólica. No caso de turbinas eólicas de pequeno porte, em geral $\beta = 0$, pois não existem mecanismos para a modificação do ângulo das pás.

Vale ressaltar que a função $C_p(\lambda, \beta)$ possui um valor máximo teórico conhecido como limite de Betz [1], definindo em (3.9).

$$C_p^{max} = 0,593 \quad (3.9)$$

Multiplicando-se a potência existente na massa de ar em movimento pelo coeficiente de potência resulta na potência extraída pela turbina eólica, dada por (3.10).

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A C_p v_{ar}^3 \quad (3.10)$$

O conjugado produzido pelas pás é, então, a potência extraída do vento dividida pela velocidade de rotação da turbina:

$$T_w = \frac{1}{2} \rho A C_p \frac{v_{ar}^3}{\omega_{rotor}} \quad (3.11)$$

Substituindo (3.4) e (3.8) em (3.11), obtém-se a equação que calcula diretamente o conjugado produzido pelas pás da turbina eólica, definida em (3.12).

$$T_w = \frac{1}{2} \rho \pi R_{pa}^3 v_{ar}^2 \frac{C_p}{\lambda} \quad (3.12)$$

3.2 GERADOR SÍNCRONO À IMÃS PERMANENTES

O modelamento do gerador síncrono à imãs permanentes com polos lisos foi feito de acordo com a teoria clássica no referencial rotórico, descrita em [19]. A Figura 3.2

define o sentido assumido para as variáveis do modelo. Baseado nessa teoria e na Figura 3.2, o equacionamento para esse modelo é descrito nas equações (3.13) a (3.16).

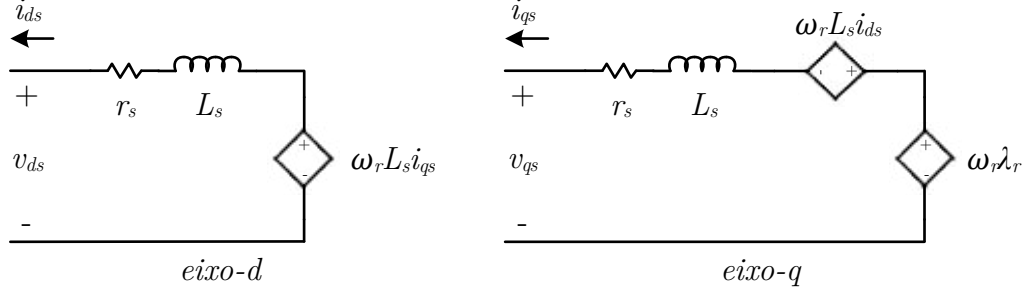


Figura 3.2: Definição dos sentidos das variáveis para os circuitos de eixo-dq do modelo do gerador.

$$\frac{di_{ds}}{dt} = \frac{1}{L_s} (-v_{ds} - r_s i_{ds} + \omega_r L_s i_{qs}) \quad (3.13)$$

$$\frac{di_{qs}}{dt} = \frac{1}{L_s} (-v_{qs} - r_s i_{qs} - \omega_r L_s i_{ds} + \omega_r \lambda_r) \quad (3.14)$$

$$T_e = \frac{3P}{2} (\lambda_r i_{qs}) \quad (3.15)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{P}{J} (T_w - T_e - b\omega_r) \quad (3.16)$$

Sendo v_{qs} e v_{ds} as tensões de eixo d e q respectivamente; i_{ds} e i_{qs} as correntes de eixo d e q respectivamente; r_s a resistência do enrolamento do gerador; L_s a indutância do gerador; λ_r o fluxo magnético gerado pelo ímã do gerador; P o número de pares de polos do gerador; J o momento de inércia do gerador; b o atrito viscoso do eixo mecânico do gerador; e ω_r é a velocidade de rotação do eixo do rotor em rad/s.

3.3 CONVERTOR BUCK-BOOST NÃO INVERSOR

O conversor utilizado nesse sistema necessita possuir a capacidade de elevar ou abaixar a tensão de entrada, pois a turbina eólica pode operar com tensões abaixo do valor da bateria em baixas velocidades de vento, ou acima, com ventos fortes. O conversor capaz de executar essa função, dentre os conversores clássicos, é o conversor *buck-boost*. Entretanto, esse conversor possui tensão de saída negativa (com polaridade invertida em

relação à entrada). Uma solução para essa desvantagem, é a utilização do conversor *buck-boost* não inversor.

O conversor *buck-boost* não inversor, apresentado na Figura 3.3, é configurado como um conversor *buck* em série com um conversor *boost* compartilhando o mesmo indutor. Apesar de existir uma outra topologia de conversor *buck-boost*, que utiliza somente uma chave, a tensão negativa na saída do conversor impede a utilização do mesmo neste sistema. Na prática, tanto na entrada do conversor, quanto na saída, existem capacitores para filtragem da corrente e fornecimento da ondulação, quando a mesma é descontínua. Entretanto esses capacitores foram omitidos do modelamento pela simplicidade, já que o único estado de interesse no modelo é a corrente do indutor.

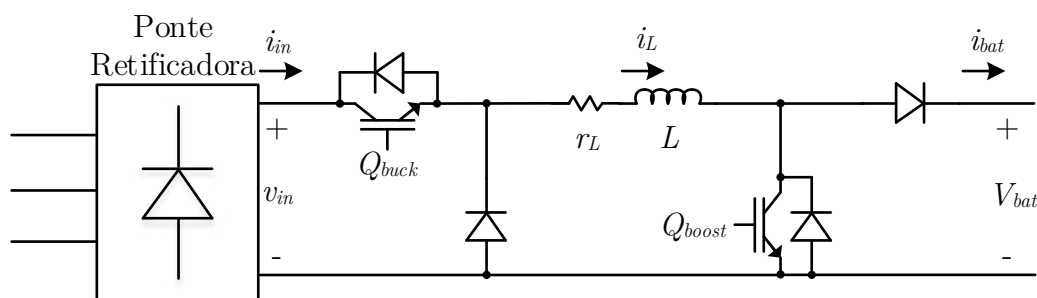


Figura 3.3: Topologia de conversor utilizada: *buck-boost* não inversor.

Existem três modos de funcionamento para esse conversor: *buck*, *boost* e *buck-boost*. Ao ser acionado em modo *buck*, somente a chave de entrada Q_{buck} é utilizada, enquanto a chave de saída Q_{boost} é mantida aberta. Em modo *boost*, somente a chave Q_{boost} é acionada, enquanto a chave Q_{buck} é mantida fechada. Em modo *buck-boost*, as duas chaves são acionadas.

Em modo *buck-boost*, existe um período em que a energia circula pela malha central sem transferir energia da entrada para o indutor ou do indutor para saída [20]. Essa circulação de energia acarreta maiores perdas e, conseqüentemente, esse não é um modo de operação desejado.

O modelamento do circuito da Figura 3.3 é baseado no modelo médio da célula de chaveamento PWM, como descrito em [21]. Primeiramente, identifica-se o modelo de uma célula de chaveamento PWM, apresentada na Figura 3.4. Basicamente, necessita-se descrever as relações entre tensões e correntes de entrada e saída desta célula.

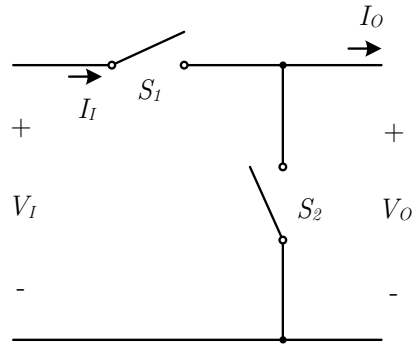


Figura 3.4: Célula de chaveamento PWM.

Estabelecendo um período de operação T_{SW} em que a chave S_1 da célula fica um tempo fechada (T_{ON}) e um tempo aberta (T_{OFF}), enquanto a chave S_2 permanece no estado contrário para os mesmos intervalos de tempo. Além disso:

$$T_{ON} + T_{OFF} = T_{SW} \quad (3.17)$$

E:

$$\frac{T_{ON}}{T_{SW}} = D_S \quad (3.18)$$

$$\frac{T_{OFF}}{T_{SW}} = 1 - D_S = D'_S$$

Portanto, a forma de onda da tensão de saída da célula é apresentada na Figura 3.5, e pode ser descrita como em (3.19).

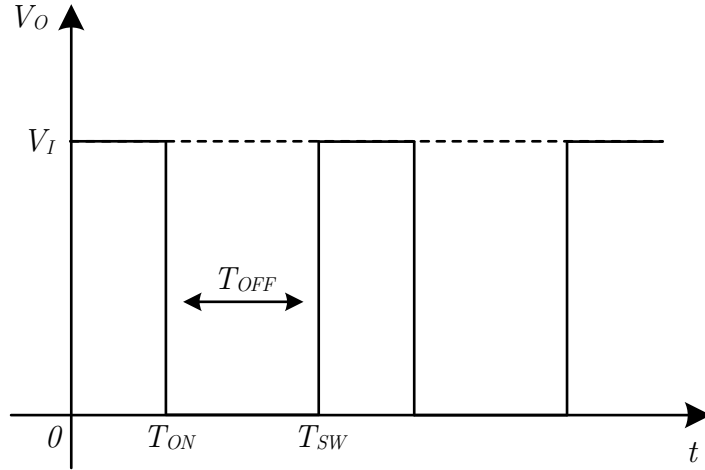


Figura 3.5: Forma de onda da tensão de saída da célula de chaveamento PWM.

$$V_o = \begin{cases} V_I, & 0 \leq t \leq T_{ON} \\ 0, & T_{ON} < t \leq T_{SW} \end{cases} \quad (3.19)$$

Então, a tensão média de saída da célula é dada por:

$$\hat{V}_o = \frac{V_I T_{ON} + 0 T_{OFF}}{T_{SW}} = D_S V_I \cong D_S \hat{V}_I \quad (3.20)$$

Sendo \hat{V}_o a tensão média de saída e \hat{V}_I a tensão média de entrada.

A relação entre corrente média de entrada (\hat{I}_I) e corrente média de saída (\hat{I}_O) é dada pelo balanço entre a potência de entrada e a potência de saída:

$$P_I = P_O \rightarrow \hat{V}_I \hat{I}_I = \hat{V}_O \hat{I}_O \quad (3.21)$$

Então:

$$\hat{I}_I = \frac{\hat{V}_O}{\hat{V}_I} \hat{I}_O = D_S \hat{I}_O \quad (3.22)$$

Com as relações descritas em (3.20) e (3.22), identifica-se as células de chaveamento PWM no circuito do conversor *buck-boost* não inversor e descreve-se as suas variáveis em termos das relações descritas anteriormente. Existem duas células de chaveamento PWM no circuito da Figura 3.3, destacadas na Figura 3.6.

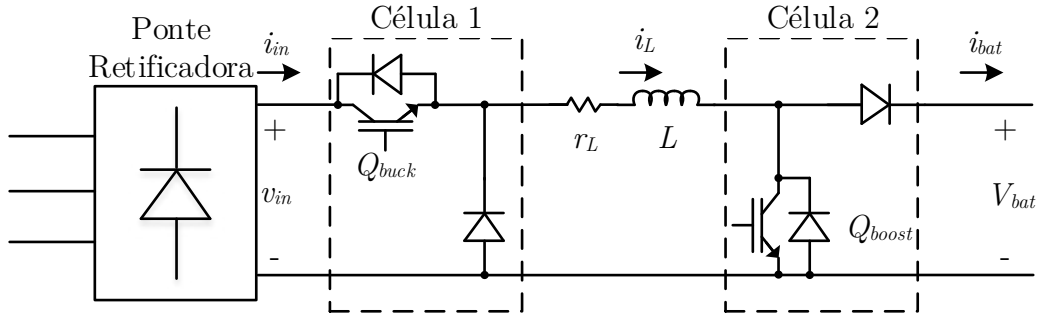


Figura 3.6: Conversor buck-boost não inversor com células de chaveamento PWM destacadas.

Essas células definem a tensão média aplicada no indutor L . A dinâmica do conversor é definida por (3.23).

$$v_L = L \frac{di_L}{dt} + r_L i_L \quad (3.23)$$

Inserindo (3.20) em (3.23) para cada uma das duas células de chaveamento presentes no conversor, tem-se:

$$D_{buck} \hat{v}_{in} - (1 - D_{boost}) V_{bat} = L \frac{di_L}{dt} + r_L i_L \quad (3.24)$$

Sendo D_{buck} o ciclo de trabalho da chave Q_{buck} e D_{boost} o ciclo de trabalho da chave Q_{boost} . Vale ressaltar que, como o modelamento da célula de chaveamento é feito para o ciclo de trabalho da chave superior e o comando da célula *boost* é feita pela chave inferior, deve-se aplicar as relações presentes em (3.18).

Para simplificar o projeto do controlador de corrente, o modulador (bloco que gera os sinais PWM de acionamento das chaves) é definido da seguinte forma:

$$\begin{aligned} D_{buck} &= \begin{cases} D, & 0 \leq D < 1 \\ 1, & 1 \leq D \leq 2 \end{cases} \\ D_{boost} &= \begin{cases} 0, & 0 \leq D < 1 \\ D - 1, & 1 \leq D \leq 2 \end{cases} \end{aligned} \quad (3.25)$$

Sendo D uma variável auxiliar de comando do conversor. Dessa forma, o controlador terá somente uma saída (D) e o modulador definirá o modo de operação do conversor. Além disso, o conversor sempre irá operar em modo *buck* ou em modo *boost*, mas nunca em modo *buck-boost*.

3.3.1 Projeto do Controlador de Corrente

Para realizar o controle do conversor *buck-boost* não inversor, deve-se analisar dois intervalos de operação. Primeiro, quando $0 \leq D < 1$, o conversor opera em modo *buck*, e o seu equacionamento é o apresentado em (3.26). Quando $1 \leq D < 2$, o conversor opera em modo *boost*, e seu equacionamento é apresentado em (3.27).

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L} [Dv_{in} - V_{bat} - r_L i_L] \quad (3.26)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L} [v_{in} - 2V_{bat} + DV_{bat} - r_L i_L] \quad (3.27)$$

É importante notar que quando $D = 1$, (3.26) e (3.27) são idênticas. Portanto, não há descontinuidade entre os dois equacionamentos. Os diagramas de blocos equivalentes das equações são apresentados na Figura 3.7(a) e na Figura 3.7(b) para o modo *buck* e modo *boost*, respectivamente.

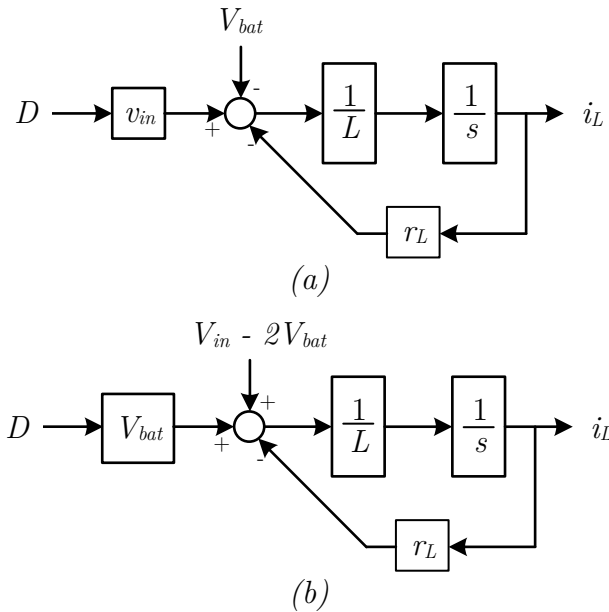


Figura 3.7: Diagrama de blocos do modelo do conversor: (a) modo buck; (b) modo boost.

Pode-se simplificar ainda mais o diagrama de blocos realizando o desacoplamento da tensão no indutor. O objetivo desse desacoplamento é fazer com que o comando de tensão no indutor seja a tensão de fato aplicada, independente do potencial existente no

terminal não controlado do indutor. Para cada um dos modos de operação, esse potencial é diferente, como pode ser visto na Figura 3.7. Para o modo *buck*, fazendo com que:

$$D = D_C + \frac{V_{bat}}{v_{in}} \quad (3.28)$$

Sendo D_C uma variável intermediária utilizada no controle, tem-se:

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L} [D_C v_{in} - r_L i_L] \quad (3.29)$$

Para o modo *boost*, define-se que $D = D_C - \frac{v_{in} - 2V_{bat}}{V_{bat}}$, e tem-se:

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L} [D_C V_{bat} - r_L i_L] \quad (3.30)$$

Define-se, então, uma função de desacoplamento, descrita por (3.31).

$$V_{desac} = \begin{cases} \frac{V_{bat}}{v_{in}}, & v_{in} > V_{bat} \\ -\frac{v_{in} - 2V_{bat}}{V_{bat}}, & v_{in} \leq V_{bat} \end{cases} \quad (3.31)$$

A Figura 3.8(a) e a Figura 3.8(b) apresentam o desacoplamento em formato de diagrama de blocos para o conversor operando em modo *buck* e em modo *boost*, respectivamente. A Figura 3.9(a) e a Figura 3.9(b) apresentam o diagrama de blocos resultante de acordo com (3.29) e (3.30) para operação em modo *buck* e em modo *boost*, respectivamente. Nota-se na Figura 3.9 que a variável intermediária D_C define diretamente a tensão efetivamente aplicada no indutor, o que faz a sua corrente ser variada de forma completamente controlada.

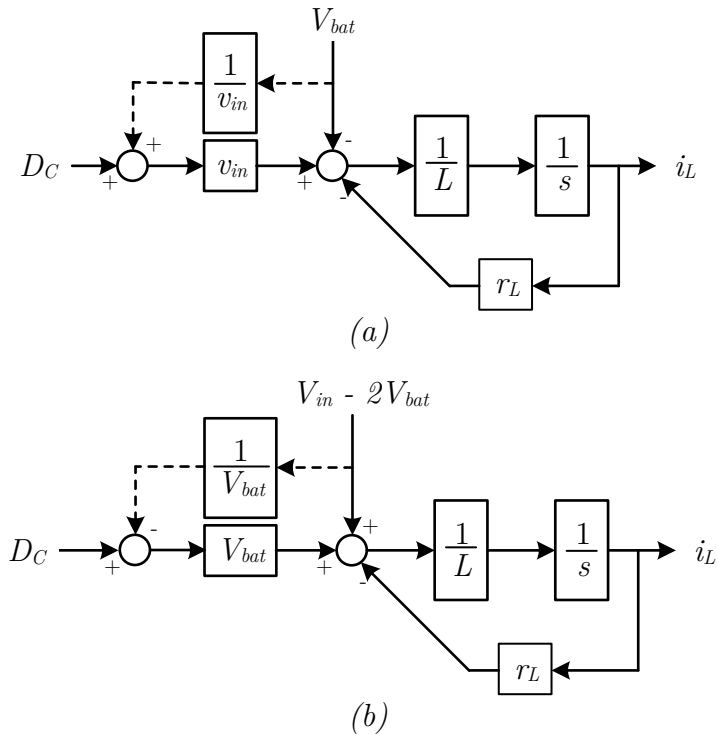


Figura 3.8: Desacoplamento de tensão: (a) modo buck; (b) modo boost.

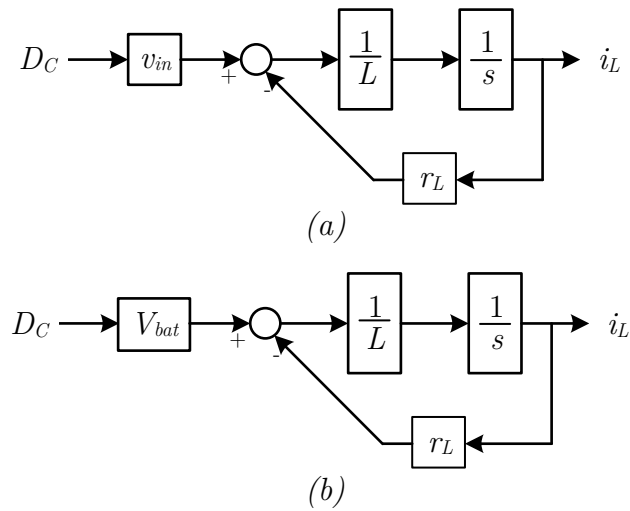


Figura 3.9: Diagrama de blocos segundo (3.29) e (3.30) para operação em (a) modo buck e (b) modo boost.

Percebe-se que a única diferença entre os dois modelos simplificados é o fator que multiplica a variável D_C . Analisando (3.29) e (3.30), conclui-se que D_C define a tensão aplicada no indutor, após o desacoplamento realizado. Portanto, se a saída de comando

do controlador for definida como a tensão aplicada no indutor (v_C), tem-se que, para o modo *buck*:

$$D_C = \frac{v_C}{v_{in}} \quad (3.32)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L} [v_C - r_L i_L] \quad (3.33)$$

E para o modo *boost*:

$$D_C = \frac{v_C}{V_{bat}} \quad (3.34)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L} [v_C - r_L i_L] \quad (3.35)$$

Define-se, então, uma função de normalização, descrita por (3.36).

$$V_{norm} = \begin{cases} \frac{1}{v_{in}}, & v_{in} > V_{bat} \\ \frac{1}{V_{bat}}, & v_{in} \leq V_{bat} \end{cases} \quad (3.36)$$

Dessa forma, ao serem aplicadas as definições acima, o diagrama de blocos resultante é definido na Figura 3.10. O diagrama de blocos do modelo simplificado é apresentado na Figura 3.11.

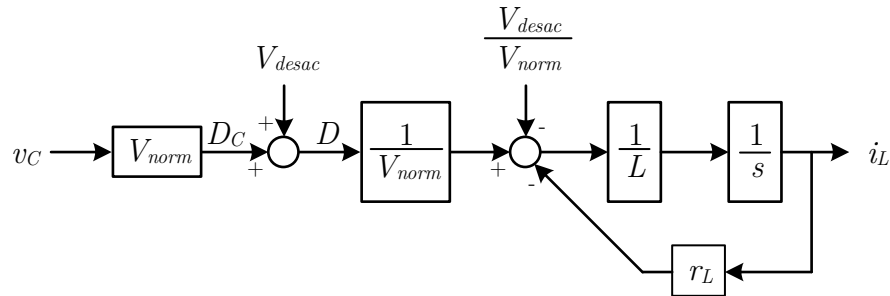


Figura 3.10: Diagrama de blocos apresentado a aplicação das simplificações definidas no equacionamento.

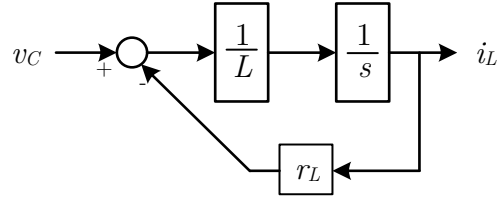


Figura 3.11: Diagrama de blocos do modelo simplificado do conversor buck-boost não inversor.

3.3.2 Cálculo dos ganhos do controlador

O sistema definido é facilmente controlado com um controlador linear do tipo PI, definido em (3.37) e apresentado em diagrama de blocos na Figura 3.12. Para o projeto desse controlador, deve-se alocar a posição do zero do controlador (δ_C) e definir o valor do ganho K_{PI} , que define a largura de faixa do sistema em malha fechada. Além disso, deve-se conhecer os parâmetros do sistema a ser controlado, apresentados na Tabela 3.1. O projeto e dimensionamento dos elementos do conversor não é parte do escopo deste trabalho, portanto assume-se que já existe um conversor projetado com essas características e ele somente será utilizado neste trabalho.

$$C(s) = K_{PI} \frac{(s + \delta_C)}{s} \quad (3.37)$$

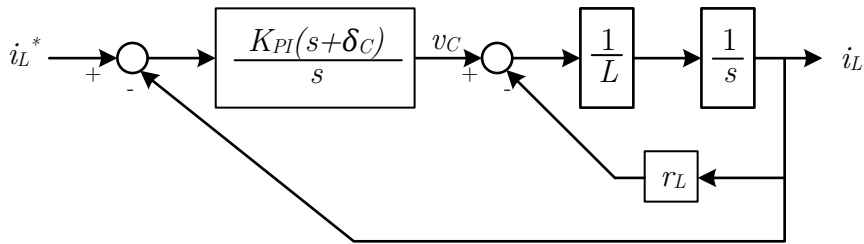


Figura 3.12: Diagrama de blocos do controle de corrente em malha fechada.

Tabela 3.1: Valor dos parâmetros do conversor pertinentes ao projeto do controlador de corrente.

L	r_L
500 μH	50 $\text{m}\Omega$

Para o sistema definido em (3.33) ou (3.35), a planta a ser controlada apresenta um polo em $\frac{rL}{L}$. Portanto, essa é a posição em que o zero do controlador será alocado para anular o efeito desse polo no sistema. Logo:

$$\delta_C = 100 \quad (3.38)$$

Resta somente definir a dinâmica do sistema em malha fechada, que passa a ser definida somente por K_{PI} .

Para a planta definida, projeta-se o ganho proporcional K_{PI} em função da largura de faixa desejada (f_{BW}) de acordo com (3.39). Logo, para $f_{BW} = 1 \text{ kHz}$ obtemos $K_{PI} = 3,1416 \Omega$.

$$K_{PI} = 2\pi f_{BW} L \quad (3.39)$$

A Tabela 3.2 apresenta os valores de δ_C e K_{PI} , bem como a localização de todos os polos e zeros do sistema em malha fechada.

Tabela 3.2: Parâmetros do controlador e localização de zeros e polos do sistema em malha fechada.

δ_C	K_{PI}	z_1	p_1	p_2
100 rad/s	3,1416 Ω	15,9 Hz	15,9 Hz	1 kHz

3.4 BANCO DE BATERIAS

Para que a simulação se mantenha igual para todos os sistemas, o banco de baterias deve absorver toda a energia fornecida a ele sem variar sua tensão. Dessa forma, técnicas que consigam extrair mais energia da turbina não modificam o ponto de operação do banco de baterias, baseado no estado de carga. Portanto, para as simulações comparativas, o modelo utilizado para o banco de baterias é o modelo de uma fonte de tensão ideal.

3.5 CONCLUSÕES

Os modelos dos componentes necessários à simulação dos métodos de MPPT para turbinas eólicas foram apresentados neste capítulo. De posse dos mesmos, é possível

implementar a plataforma de simulação utilizada para a análise comparativa entre os métodos. No próximo capítulo é feita a descrição em detalhes dos diferentes métodos e todo o projeto das malhas de controle envolvidas nas implementações de cada um.

CAPÍTULO 4: SIMULAÇÃO E COMPARAÇÃO DE DIFERENTES MÉTODOS DE MPPT

Com o modelamento dos componentes finalizado, apresentado no capítulo anterior, a simulação comparativa dos métodos é realizada. Primeiramente, é apresentada a teoria por trás de cada um dos métodos aplicados, e toda a malha de controle necessária para implementar os mesmos é descrita. Após, o comparativo é realizado e os resultados são expostos e analisados.

4.1 CONTROLE DO λ ÓTIMO

O método de MPPT conhecida como Controle do λ (TSR na sigla em inglês) Ótimo é baseado na relação do coeficiente de potência com o λ (TSR) [22]. Em (3.6) repete-se a equação de C_P apresentada no capítulo anterior.

$$C_P = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6\lambda \quad (4.1)$$

Como já mencionado, em turbinas de pequeno porte o ângulo de *pitch* β é fixo em 0. Então, (4.1) pode ser reduzida para (4.2).

$$C_P = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda'_i} - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda'_i}} + C_6\lambda \quad (4.2)$$

Sendo:

$$\lambda'_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} - C_8} \quad (4.3)$$

Como C_1 , C_2 , C_4 a C_6 e C_8 são constantes cujos valores dependem da geometria das pás, os valores devem ser obtidos a partir das curvas de potência fornecidas pelo fabricante da turbina. Utilizando os valores obtidos em [23] – que utiliza o mesmo modelo de turbina que neste trabalho – apresentados na Tabela 4.1, traça-se a curva mostrada na Figura 4.1.

Tabela 4.1: Constantes paramétricas das pás da turbina utilizadas neste trabalho.

C_1	C_2	C_4	C_5	C_6	C_8
0.6470	70.30	5	14	0.0068	0.035

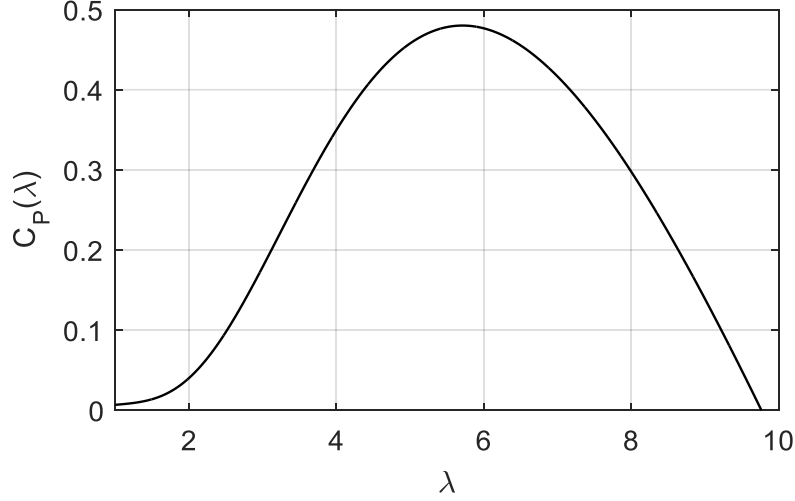


Figura 4.1: Gráfico C_p versus λ para a turbina utilizada neste trabalho.

Analisando-se a Figura 4.1, nota-se que a função $C_p(\lambda)$ possui somente um ponto máximo, também chamado de ponto ótimo C_p^{otm} definido por um valor $\lambda = \lambda^{otm}$. Portanto, para alcançar a máxima potência, ou seja, manter C_p em seu valor ótimo, a turbina deve ser acionada sempre com $\lambda = \lambda^{otm}$. Para isso, controla-se a velocidade de rotação da turbina em função da velocidade do vento, de acordo com a definição de λ , apresentada novamente em (3.8).

$$\lambda = \frac{\omega_{rotor} R_{pa}}{v_{ar}} \quad (4.4)$$

Se a velocidade de rotação da turbina for tal que $\lambda = \lambda^{otm}$ para qualquer velocidade de vento, pode-se afirmar que ela está operando no seu ponto ótimo, assumindo que o valor de λ^{otm} foi estimado corretamente. Dessa forma, a velocidade de referência para o acionamento da turbina será definida por (4.5).

$$\omega_{rotor}^* = \frac{\lambda^{otm} v_{ar}}{R_{pa}} \quad (4.5)$$

Para controlar a velocidade de rotação da turbina, devemos incluir um controlador de velocidade que fornecerá a referência de conjugado a ser aplicado. Este conjugado é aplicado pelo controlador de corrente, apresentado no capítulo anterior, logo também é necessário calcular a referência de potência eletromagnética a partir da referência de conjugado.

Assumindo que o conversor controlado em malha fechada possui uma dinâmica muito rápida em relação à malha de velocidade, pode-se desprezá-lo desta malha e projetá-la considerando somente a dinâmica da turbina. Pelo modelamento apresentado, toda a dinâmica mecânica da turbina está presente no gerador. Assim, os parâmetros J e b descrevem mecanicamente o sistema turbina/gerador. A Figura 4.2 apresenta o diagrama de blocos de malha fechada para esse sistema.

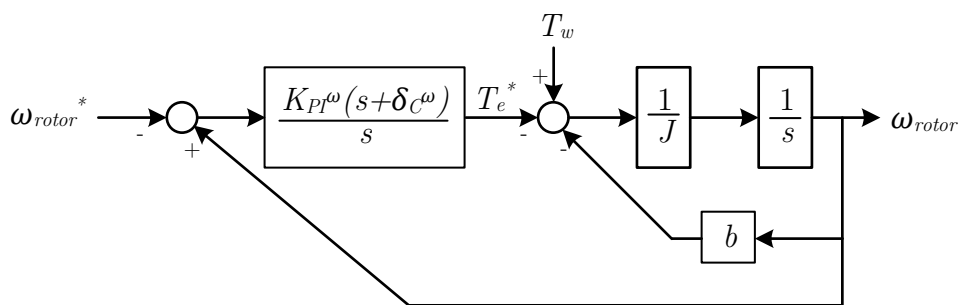


Figura 4.2: Malha fechada de controle de velocidade da turbina.

Considerando o conjugado das pás T_w como uma perturbação para essa malha, o cálculo dos ganhos do controlador é similar ao do controlador de corrente do conversor. Para que a malha de corrente, sintonizada em 1kHz, seja desprezível para a malha de velocidade e devido à inércia da turbina, a largura de faixa desta malha é definida em 10Hz. Logo, δ_c^ω é projetado para anular o polo da planta, enquanto K_{PI}^ω é projetado para obter essa largura de faixa. A Tabela 4.2 apresenta o valor dos parâmetros mecânicos da turbina e a Tabela 4.3 apresenta os ganhos e localização de polos e zeros da malha fechada de velocidade.

Tabela 4.2: Valor dos parâmetros da turbina pertinentes ao projeto do controlador de velocidade.

J	b
55 Kg.m ²	1,59 Nm.s/rad

Tabela 4.3: Parâmetros do controlador e localização de zeros e polos do sistema em malha fechada.

δ_C^ω	K_{PI}^ω	z'_1	p'_1	p'_2
0,029 rad/s	3455 Nm.s/rad	0,0289 Hz	0,0289 Hz	10 Hz

Ainda resta transformar essa referência de conjugado em uma referência de potência eletromagnética para a malha de controle do conversor. Logo, calcula-se a potência eletromagnética que se deseja aplicar, de acordo com (4.6).

$$P_e^* = T_e^* \omega_{rotor} \quad (4.6)$$

Ao utilizar (4.6) para gerar a referência P_e^* , é inserido uma não linearidade no sistema. Entretanto, como a malha de corrente interna possui dinâmica muito mais rápida que a malha de controle de velocidade de rotação (1kHz em comparação à 10Hz), a velocidade pode ser considerada constante em relação à malha de corrente interna. Dessa forma, a não linearidade pode ser negligenciada sem custo à estabilidade do sistema.

De acordo com as equações apresentadas no Capítulo 3, a malha de corrente necessita como referência a corrente do indutor, que é o estado controlado. Para se obter essa referência, primeiramente calcula-se a referência de corrente na bateria. Assumindo que o conversor possui eficiência unitária, utiliza-se (4.7) para esse cálculo.

$$i_{bat}^* = \frac{P_e^*}{V_{bat}} \quad (4.7)$$

Com essa referência, e em função do modo de operação do conversor, calcula-se a corrente de referência da malha de controle. Em modo *buck*, a corrente do indutor é a própria corrente da bateria. Entretanto, em modo *boost*, a corrente do indutor é $\frac{V_{bat}}{V_{in}}$

vezes maior que a corrente da bateria [24]. Portanto, aplica-se (4.8) para calcular a corrente de referência da malha de corrente.

$$i_L^* = \begin{cases} i_{bat}^*, & v_{in} > V_{bat} \\ \frac{V_{bat}}{v_{in}} i_{bat}^*, & v_{in} \leq V_{bat} \end{cases} \quad (4.8)$$

Uma vez que a malha de corrente entre em regime, a potência na entrada do conversor será igual a potência de referência passada pelo controlador de velocidade, essencialmente igual a $i_{in}V_{in}$. A Figura 4.3 apresenta o diagrama dessa malha mais interna de cálculo de referência e controle de potência, enquanto a Figura 4.4 apresenta o diagrama completo do controle para a realização desse método de MPPT.

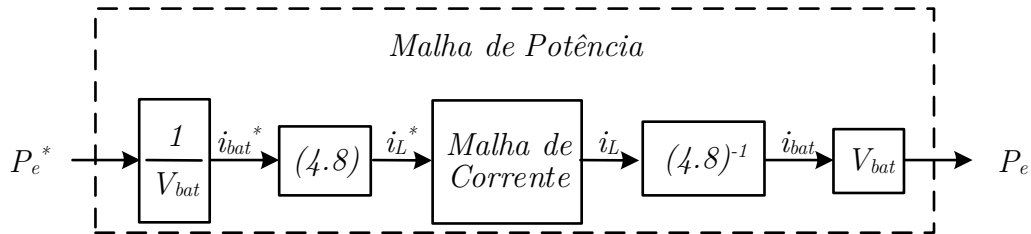


Figura 4.3: Malha interna para o cálculo de referência e controle de potência.

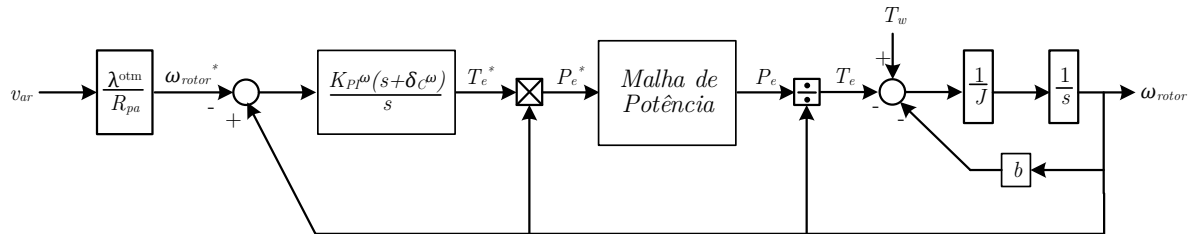


Figura 4.4: Malha completa do método de MPPT TSR ótimo.

4.1.1 Resultados da simulação

Inicialmente, foi feita uma simulação utilizando ventos constantes ($v_{ar} = 8 \text{ m/s}$) para verificar se o método implementado de fato converge para o MPP. A Figura 4.5 apresenta o gráfico da velocidade angular da turbina eólica em função do tempo ao longo do período de simulação.

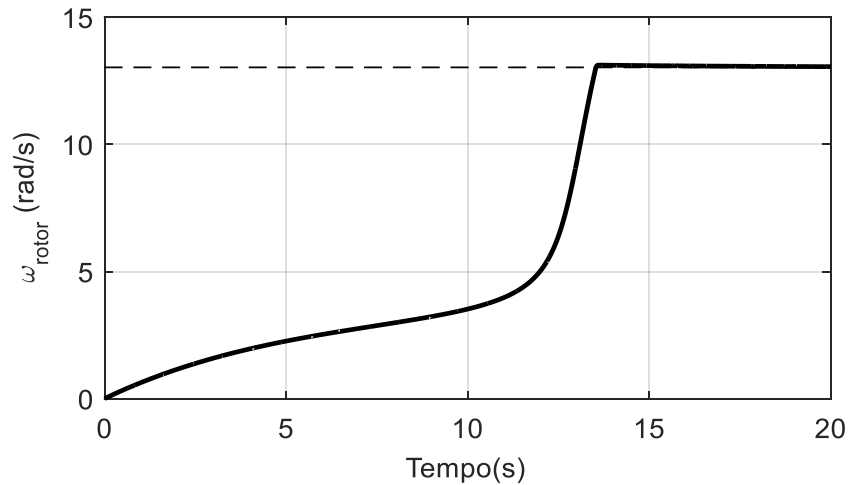


Figura 4.5: Evolução da velocidade angular do rotor da turbina eólica na simulação de vento constante do método TSR Ótimo.

No caso de uma turbina eólica acionada por um conversor cuja entrada é um retificador não controlado, não é possível realizar a aceleração da turbina, pois não há fluxo de energia do conversor para a turbina, somente da turbina para o conversor. Portanto, o controle somente poderá agir quando a velocidade angular da turbina for maior que a velocidade angular de referência. Isso é exatamente o que ocorre na Figura 4.5. Somente quando a velocidade angular da turbina ultrapassa a velocidade de referência definida pelo método (linha pontilhada) o controle de velocidade começa a agir, efetivamente mantendo a turbina em seu ponto de máxima potência.

A Figura 4.6 apresenta o conjunto de pontos $C_p \times \lambda$ obtidos a cada instante de tempo da simulação desenhados sobre a curva teórica para a turbina simulada. Percebe-se por esse gráfico que a turbina de fato alcançou o ponto de máxima potência.

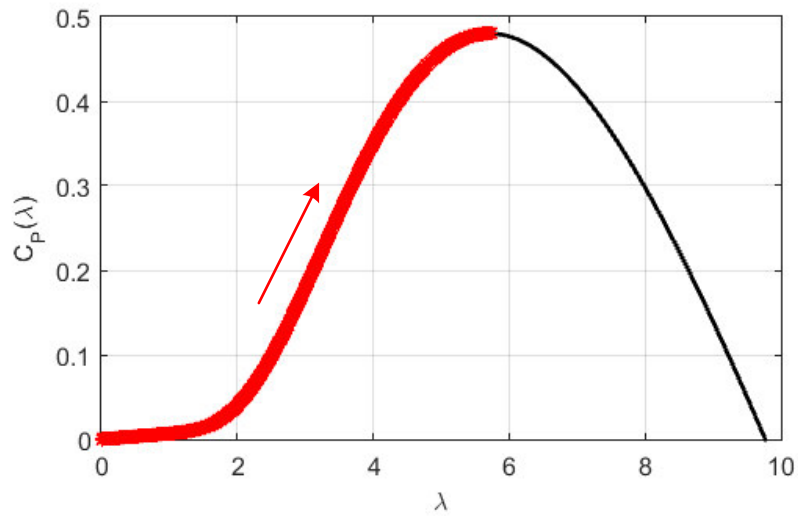


Figura 4.6: Conjunto de pontos C_p x λ obtidos na simulação desenhados sobre a curva teórica calculada para a turbina eólica na simulação do método TSR Ótimo.

No segundo momento, realizou-se uma simulação com duração de 10 minutos utilizando um padrão de vento variável, apresentado na Figura 4.7. O padrão de vento utilizado contém frequências de acordo com (4.9). Essas frequências são comuns em padrões de ventos [2]. O objetivo dessa simulação é avaliar o desempenho do método em ventos com variações lentas e de pequena amplitude.

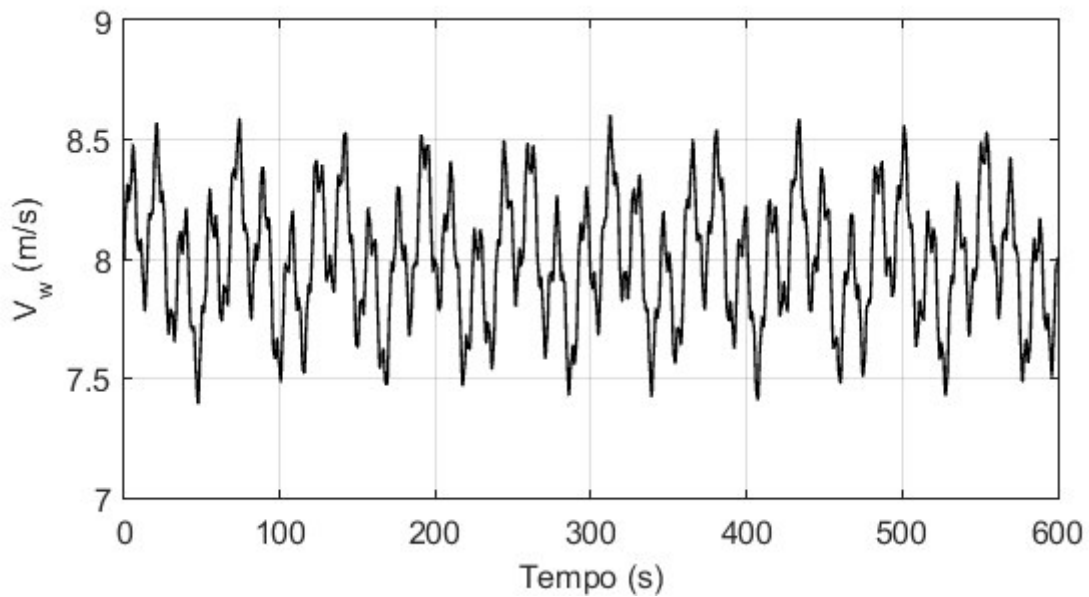


Figura 4.7: Padrão de vento utilizado para a simulação de longa duração.

$$v_{ar}(t) = 0,02\text{sen}\left(2\pi\frac{35}{60}\right) + 0,1\text{sen}\left(2\pi\frac{12,35}{60}\right) + 0,3\text{sen}\left(2\pi\frac{3,5}{60}\right) + 0,2\text{sen}\left(2\pi\frac{1}{60}\right) + 8 \quad (4.9)$$

Nessas condições de vento, o método apresenta comportamento de acordo com a Figura 4.8. Durante a partida, a turbina acelera sem influência do conversor até o momento que ultrapassa a velocidade de rotação de referência, como descrito anteriormente. Após este processo, o método implementado consegue manter o sistema em funcionamento sempre no seu ponto de máxima potência. Isso pode ser percebido pelo conjunto de pontos marcados em vermelho na Figura 4.8, que representam o conjunto de pares de pontos $\{\omega_{rotor}, P_w\}$ obtidos ao longo da simulação, espalhados sobre a curva MPPT da turbina – em azul na mesma figura.

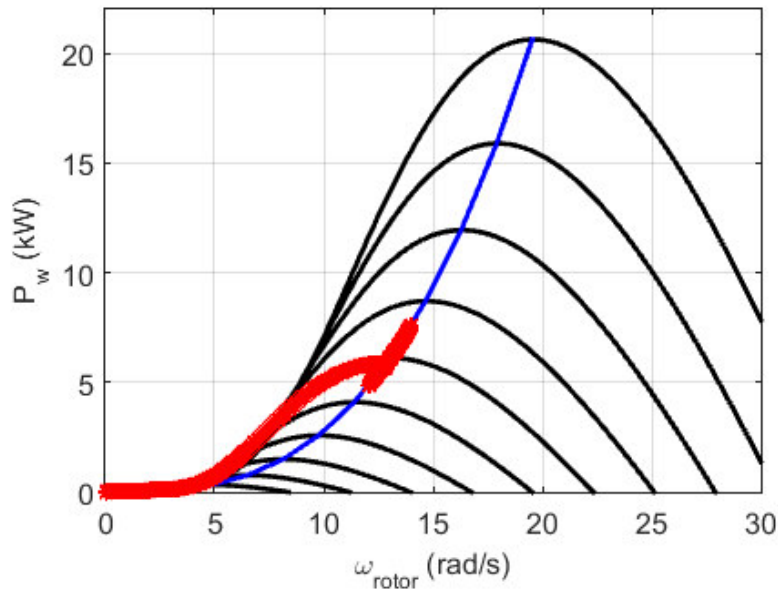


Figura 4.8: Conjunto de pares de pontos $\{\omega_{rotor}, P_w\}$ obtidos durante a simulação do método TSR Ótimo (em vermelho) desenhados sobre as curvas de $\omega_{rotor} \times P_w$ para diferentes velocidades de vento (em preto) e a curva de MPPT para a turbina simulada (em azul).

Finalmente, analisa-se o comportamento do sistema para ventos com rápidas variações de grande amplitude. Para isso, adicionou-se rajadas de 2m/s sobre o padrão de vento utilizado anteriormente. O novo padrão de vento pode ser visto na Figura 4.9.

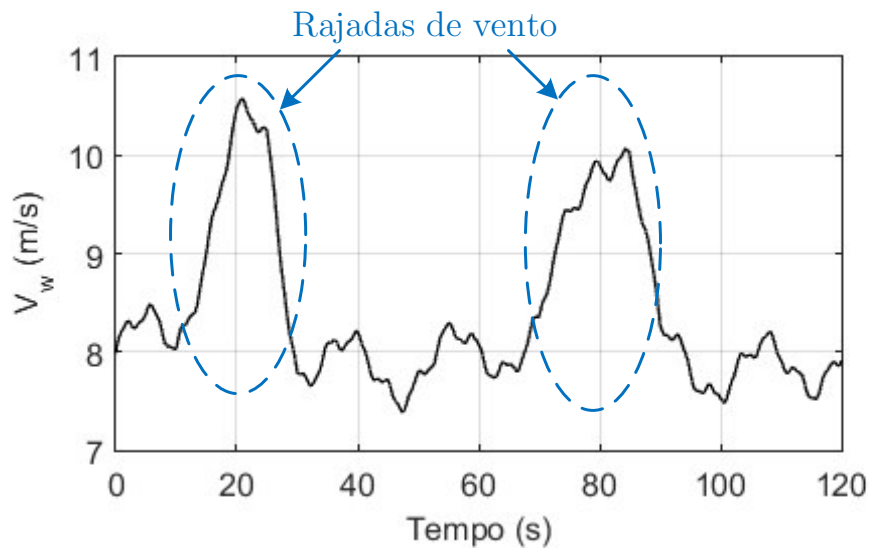


Figura 4.9: Padrão de vento com rajadas utilizado na simulação.

A Figura 4.10 apresenta o comportamento do sistema para o padrão de vento apresentado na Figura 4.9. Percebe-se que o método MPPT por TSR Ótimo apresenta bons resultados mesmo com ventos de rápida variação. Isso ocorre pois ele utiliza a medição de velocidade de vento para atualizar a referência de velocidade, limitando sua dinâmica de resposta somente pelo controlador de velocidade.

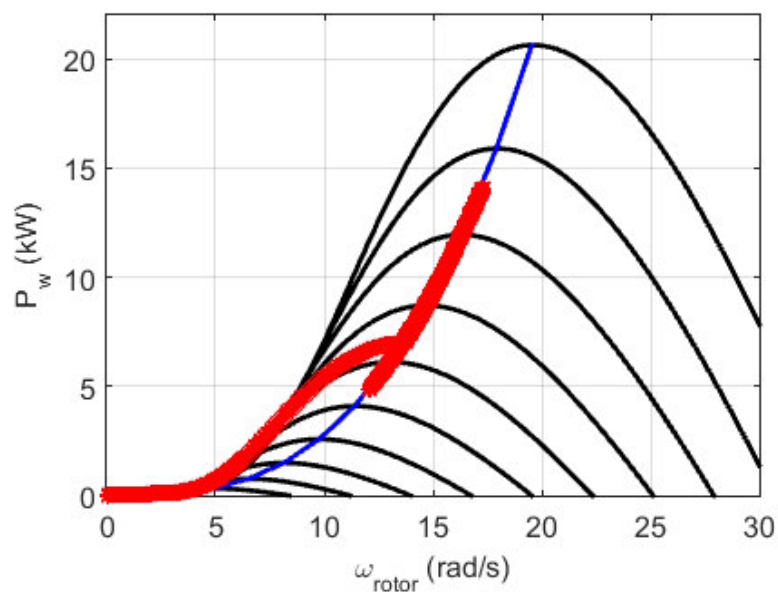


Figura 4.10: Comportamento do sistema implementado com o método TSR Ótimo sob padrão de vento com rápidas variações de grande amplitude.

4.2 CONTROLE POR REALIMENTAÇÃO DE POTÊNCIA

O método de Controle por Realimentação de Potência (PSF na sigla em inglês) consiste em utilizar a curva característica de máxima potência da turbina eólica para calcular o ponto de operação em máxima potência [22]. Partindo da equação de potência gerada pela turbina, repetida em (4.10), esse método procura eliminar a necessidade da medição de velocidade de vento.

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A C_P v_{ar}^3 \quad (4.10)$$

Para isso, aplica-se a definição de λ , apresentada em (4.11) de forma a expressar v_{ar} em função de ω_{rotor} , na equação acima. Logo, substituindo-se (4.11) em (4.10), encontra-se (4.12).

$$v_{ar} = \frac{\omega_{rotor} R_{pa}}{\lambda} \quad (4.11)$$

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A R_{pa}^3 \left(\frac{C_P}{\lambda^3} \right) \omega_{rotor}^3 \quad (4.12)$$

Como dito anteriormente, quando $\lambda = \lambda^{otm}$, C_P também encontra-se em seu ponto ótimo C_P^{otm} . Portanto, pode-se expressar a potência ótima gerada pela turbina, dada uma velocidade de rotação ω_{rotor} , por (4.13).

$$P_w^{otm} = \frac{1}{2} \rho A R_{pa}^3 \left(\frac{C_P^{otm}}{\lambda^{otm^3}} \right) \omega_{rotor}^3 \quad (4.13)$$

Percebe-se então que a potência ótima gerada pela turbina eólica é função cúbica da velocidade de rotação, já que todos os outros valores são constantes. Logo, para simplificar a escrita da equação, define-se (4.14). Com isso, (4.13) é simplificada para (4.15).

$$K_w^{otm} = \frac{1}{2} \rho A R_{pa}^3 \left(\frac{C_P^{otm}}{\lambda^{otm^3}} \right) \quad (4.14)$$

$$P_w^{otm} = K_w^{otm} \omega_{rotor}^3 \quad (4.15)$$

A Figura 4.11 apresenta a curva ótima descrita em (4.15), para a turbina utilizada neste trabalho, desenhada sobre curvas de $P_w \times \omega_{rotor}$ para diferentes velocidades de vento.

Para implementar este método, mede-se a velocidade de rotação da turbina e calcula-se a potência ótima para essa velocidade de rotação, de acordo com (4.15). Então, calcula-se a potência de entrada do conversor, já que a potência calculada por (4.15) é a potência aerodinâmica (mecânica) da turbina e ainda existem perdas no processo de conversão eletromagnética da energia.

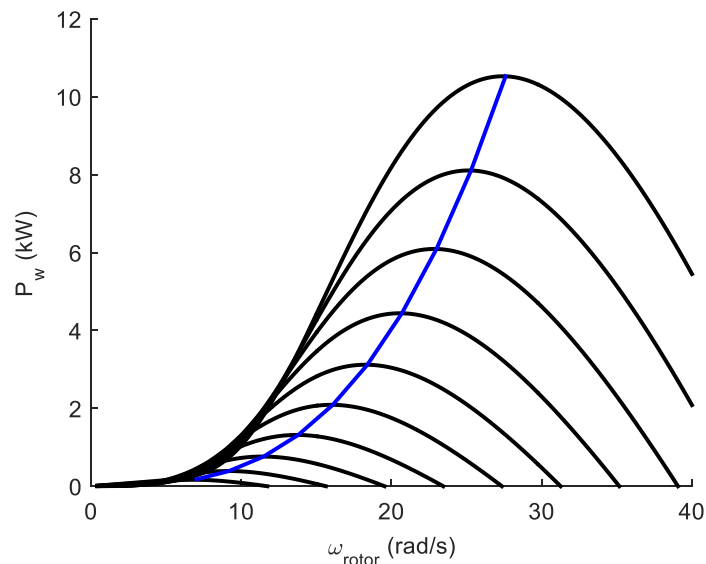


Figura 4.11: Curva de máxima potência de uma turbina eólica (em azul) desenhada sobre curvas de $P_w \times \omega_{rotor}$ para diferentes velocidades de vento (em preto).

Em diversos trabalhos [25]- [26], a potência aerodinâmica é aproximada pela potência elétrica. Apesar dessa aproximação causar a operação fora do ponto de máxima potência, ainda assim mantêm o sistema sobre uma operação estável. As perdas magnéticas dos geradores à imã permanente, em geral, não são simples de se calcular, por esse motivo são muitas vezes negligenciadas. Neste trabalho, somente as perdas no cobre do gerador serão consideradas. Assim, a potência elétrica de entrada do conversor é calculada como em (4.16).

$$P_{in}^* = P_w^{otm} - 3r_a I_{fase}^2 \quad (4.16)$$

Sendo I_{fase} a corrente RMS de fase do gerador à imãs permanentes. As perdas mecânicas devido ao atrito também serão desprezadas na estimação, já que o parâmetro b varia consideravelmente em função do tempo de operação e da manutenção realizada no conjunto turbina/gerador.

A Figura 4.12 apresenta o diagrama de blocos do método PSF. É importante notar que nesse modo não há malha de controle de velocidade, somente da potência de entrada do conversor.

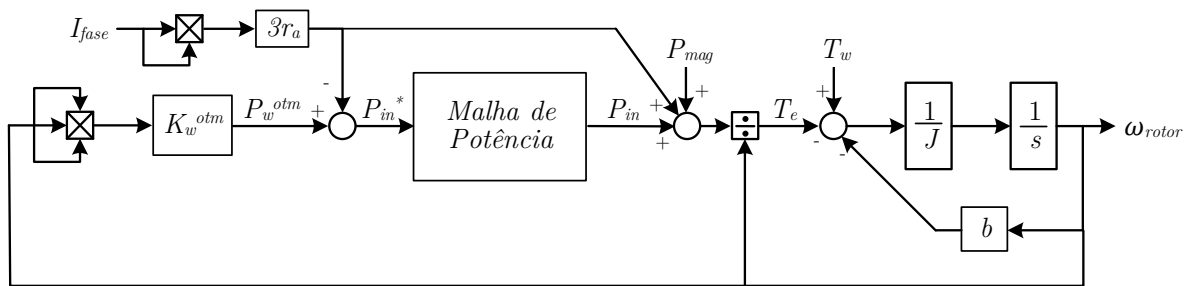


Figura 4.12: Malha completa do método de MPPT PSF.

4.2.1 Resultados da simulação

Novamente, a primeira simulação foi executada com vento constante. A Figura 4.13 apresenta a velocidade angular da turbina eólica ao longo da simulação. Como este método não utiliza controle de velocidade, a linha pontilhada indica a velocidade angular que resulta no ponto de máxima potência para a velocidade de vento utilizada ($v_{ar} = 8 \text{ m/s}$).

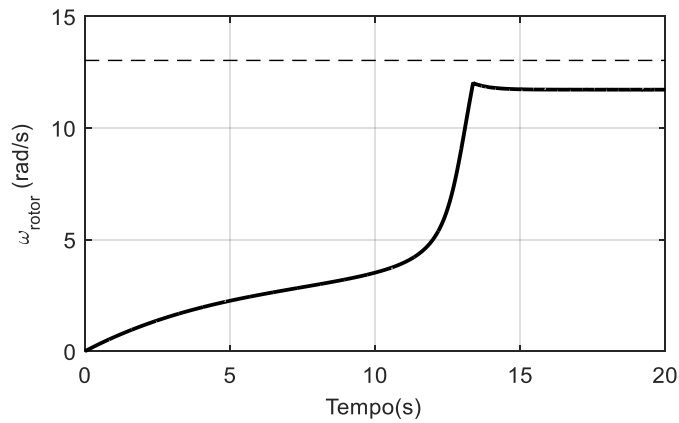


Figura 4.13: Evolução da velocidade angular do rotor da turbina eólica na simulação de vento constante do método PSF.

Percebe-se que o método PSF não alcança o ponto de máxima potência. Como mencionado anteriormente, somente as perdas resistivas do gerador foram utilizadas para o cálculo da potência de entrada. Dessa forma, a referência de potência de entrada é maior do que a referência para o ponto de máxima potência real, fazendo com que o sistema opere em um ponto de velocidade inferior à velocidade de máxima potência. Esse efeito também pode ser percebido na Figura 4.14, onde o conjunto de pontos $\{\lambda, C_p\}$ não alcança o seu valor ótimo.

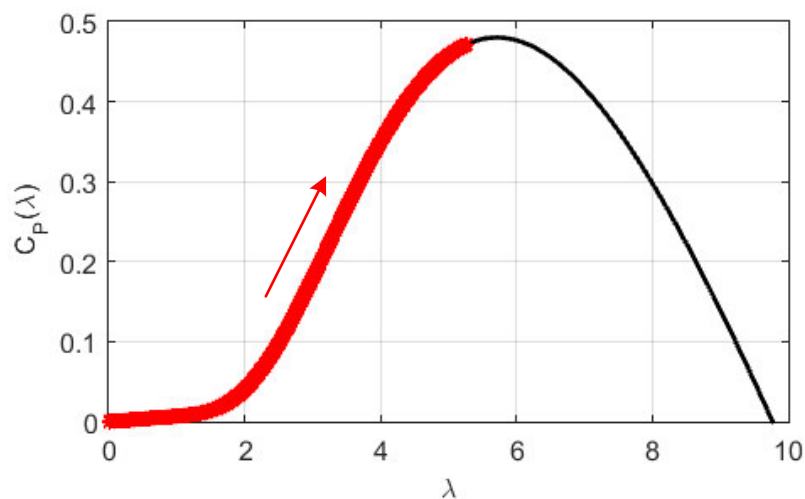


Figura 4.14: Conjunto de pontos $C_p \times \lambda$ obtidos na simulação plotados sobre a curva teórica calculada para a turbina eólica na simulação do método PSF.

Para a simulação com padrão de vento variável com pequenas amplitudes, o resultado é apresentado na Figura 4.15. O sistema opera em uma curva na forma da curva de MPPT da turbina. Entretanto, o erro na velocidade de operação causa um deslocamento da curva de MPPT resultando em uma operação estável, porém fora da curva de máxima potência real.

Da mesma forma, com padrão de vento com rápidas variações de grande amplitude, cujo resultado é apresentado na Figura 4.16, o sistema também opera em uma curva deslocada, como esperado. Além disso, a sua velocidade de resposta não é tão rápida quanto a do método TSR Ótimo, já que a referência de potência é calculada baseada na velocidade de rotação da máquina e não na velocidade de vento. Por esse motivo, percebe-se que o conjunto de pontos $\{\omega_{rotor}, P_w\}$ forma uma curva sensivelmente mais espessa que o conjunto apresentado para o método TSR Ótimo.

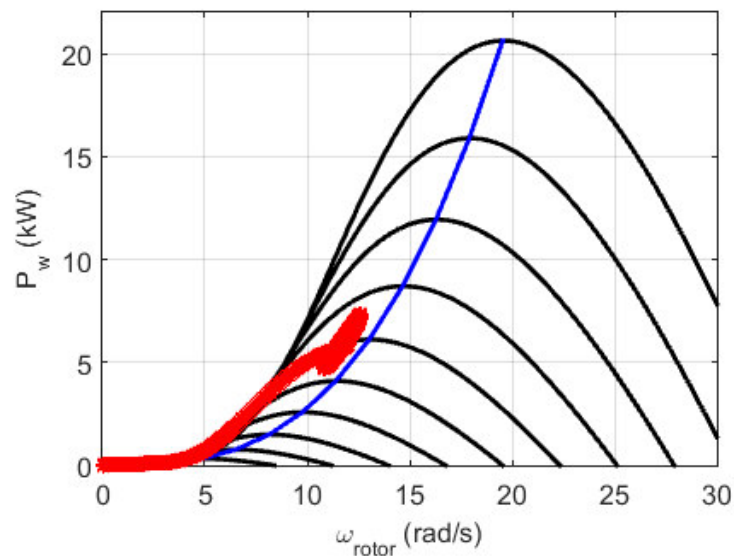


Figura 4.15: Conjunto de pares de pontos $\{\omega_{rotor}, P_w\}$ obtidos durante a simulação do método PSF (em vermelho) desenhados sobre as curvas de $\omega_{rotor} \times P_w$ para diferentes velocidades de vento (em preto) e a curva de MPPT para a turbina simulada (em azul).

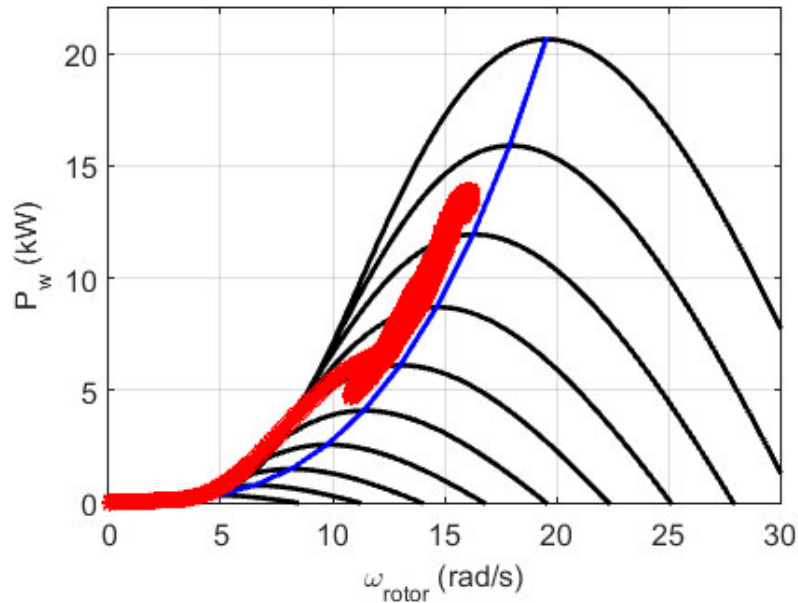


Figura 4.16: Comportamento do sistema implementado com o método PSF sob padrão de vento com rápidas variações de grande amplitude.

4.3 CONTROLE POR ALGORITMO SUBIDA DA MONTANHA

O método Subida da Montanha, também conhecido como Perturbe e Observe (P&O) se baseia na mudança do ponto de operação da turbina (perturbação) para que a potência gerada também varie (observação). Dependendo dos sentidos de variação da perturbação e da observação, a próxima perturbação é decidida [22]. Esse é um método não linear, implementado por meio de algoritmos de decisão.

A forma mais comum de implementação desse método se utiliza da curva de $P_w \times \omega_{rotor}$ da turbina eólica, conhecida como *Hill-Climbing*. A Figura 4.17 mostra como essa curva é explorada nesse método.

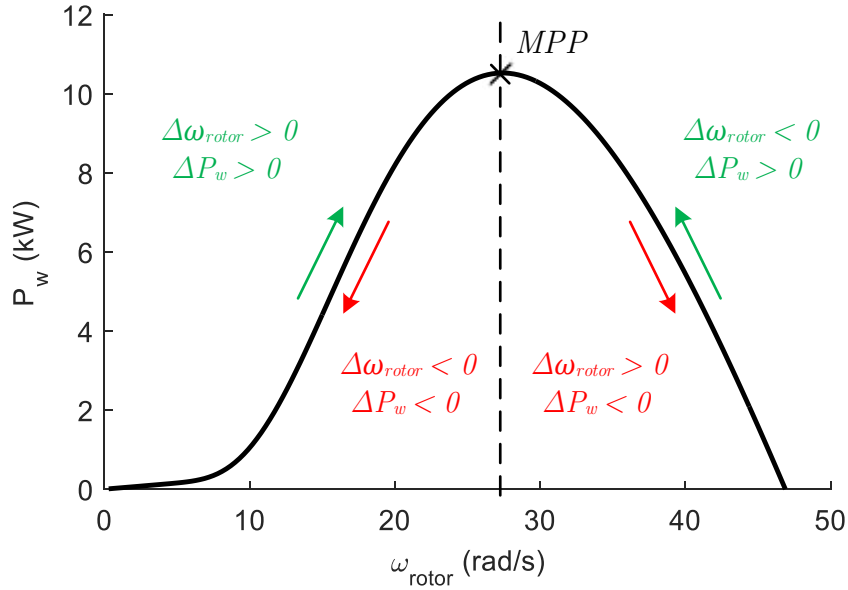


Figura 4.17: Representação do método P&O Hill-Climbing na curva $P_w \times \omega_{rotor}$ de uma turbina eólica.

Quando se está do lado esquerdo da curva, ao variar-se a velocidade no sentido crescente, a potência sempre irá crescer. Ao contrário, quando se está do lado direito da curva, a potência sempre irá decrescer. Por outro lado, quando se está do lado esquerdo da curva, ao variar-se a velocidade no sentido decrescente, a potência sempre irá diminuir, enquanto no lado direito, ela sempre irá aumentar. Claro que isso somente é verdade se for assumido que o vento se mantém constante. Um resumo dessa análise é apresentado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Análise do métodos Hill-Climbing de acordo com o lado de operação na curva $P_w \times \omega_{rotor}$ de uma turbina eólica.

Lado Esquerdo	Lado Direito
$\Delta\omega_{rotor} > 0 \rightarrow \Delta P_w > 0$	$\Delta\omega_{rotor} > 0 \rightarrow \Delta P_w < 0$
$\Delta\omega_{rotor} < 0 \rightarrow \Delta P_w < 0$	$\Delta\omega_{rotor} < 0 \rightarrow \Delta P_w > 0$

O P&O, por ser baseado em perturbação, nunca opera de forma fixa no ponto de máxima potência, mas sim oscila em torno dele. Essa oscilação diminui a quantidade de

energia gerada ao longo de um período de tempo. Algumas implementações alteram a amplitude da variação de acordo com o ponto de operação [13] e [27]. Isso minimiza a amplitude dessa oscilação, aumentando a energia gerada.

A grande vantagem do P&O é não depender de parâmetros da turbina eólica. Portanto, implementado de forma correta, ele sempre irá convergir para próximo do ponto de máxima potência não importando as características da turbina utilizada. Entretanto, por ser um método de lenta convergência, possui dificuldades em rastrear o MPP em condições de vento com variações rápidas.

O algoritmo do P&O implementado neste trabalho é apresentado, em forma de fluxograma, na Figura 4.18. Inicialmente, mede-se os valores atuais da velocidade de rotação da turbina e da potência gerada. Após, calcula-se a variação de cada uma dessas grandezas em relação às medições anteriores. Então, verifica-se se a variação na potência gerada foi positiva; caso sim, verifica-se o sentido da variação da velocidade de rotação e aplica-se a nova perturbação no mesmo sentido que a anterior (soma ou subtrai-se um passo de variação – $\delta\omega_{rotor}$ – do valor de referência anterior); caso contrário, a nova perturbação é aplicada no sentido inverso da perturbação anterior.

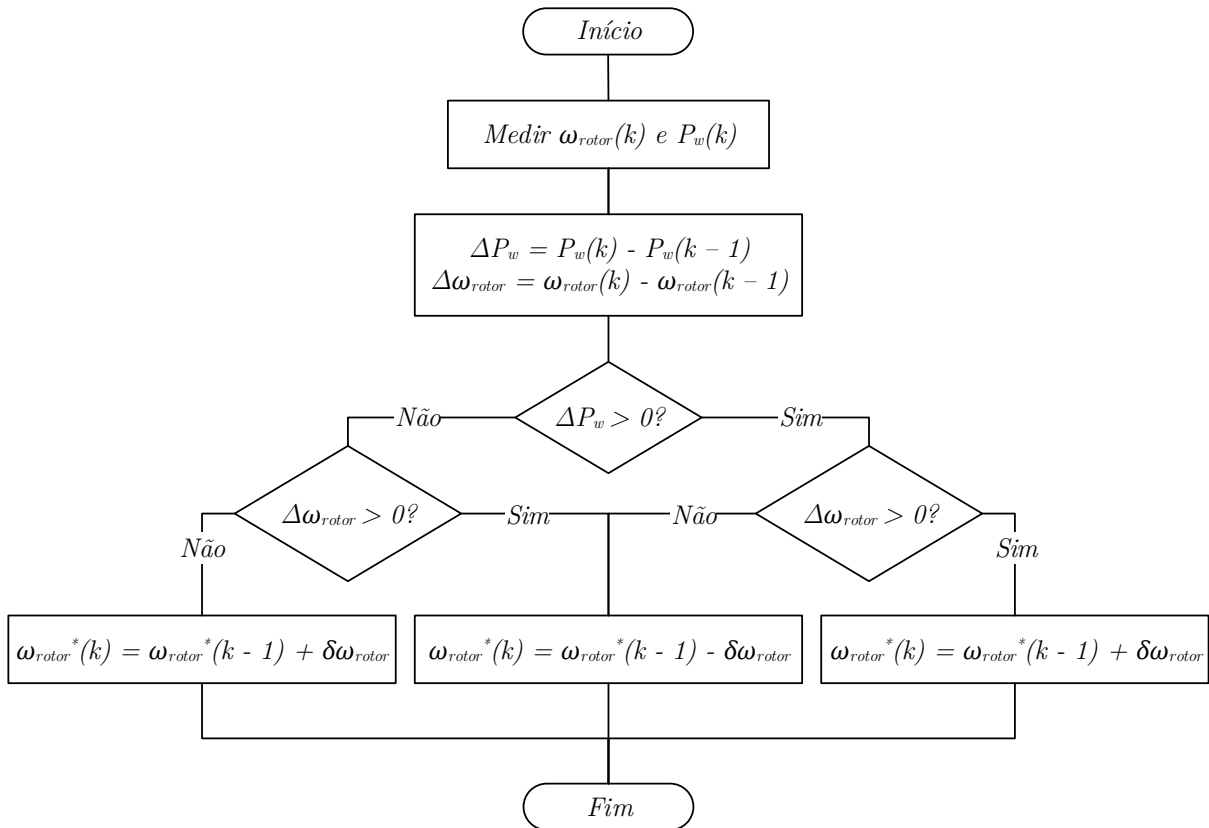


Figura 4.18: Fluxograma do algoritmo de MPPT P&O implementado.

Uma vez calculada a nova referência de velocidade de rotação da turbina, utiliza-se o mesmo controle de velocidade apresentado para o método TSR. A Figura 4.19 apresenta o diagrama de blocos completo do método P&O. Nota-se que também não é necessário a medição da velocidade de vento para a implementação do método P&O.

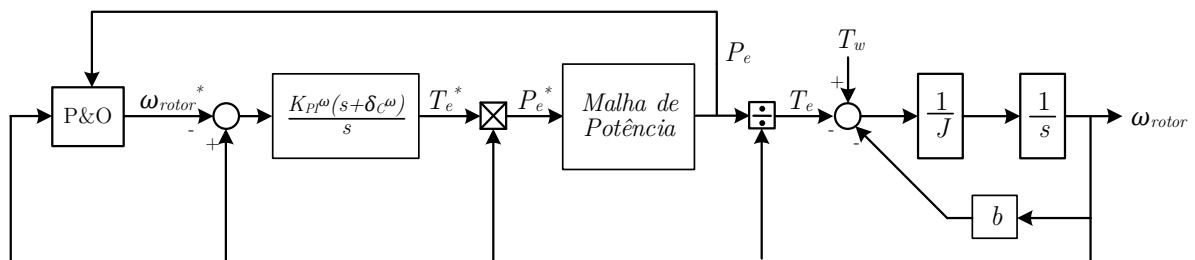


Figura 4.19: Malha complete do método de MPPT P&O.

Neste trabalho, definiu-se o período de execução em 0,1s, de forma que o controlador de velocidade tenha tempo o suficiente para entrar em regime antes do novo passo ser calculado. O passo foi escolhido como 0,025rad/s.

4.3.1 Resultados da simulação

A mesma sequência de simulações aplicada nos métodos anteriores foi utilizada para este método. A Figura 4.20 apresenta a velocidade angular da turbina ao longo da simulação. O método P&O somente é executado acima da velocidade angular mínima da turbina (*cut-in*) definida em 5rad/s. Uma vez sendo executado, o método varia a referência de velocidade angular a passos fixos de 0,025rad/s uma vez a cada 0,1s. Por esse motivo, a variação da velocidade na Figura 4.21 é linear.

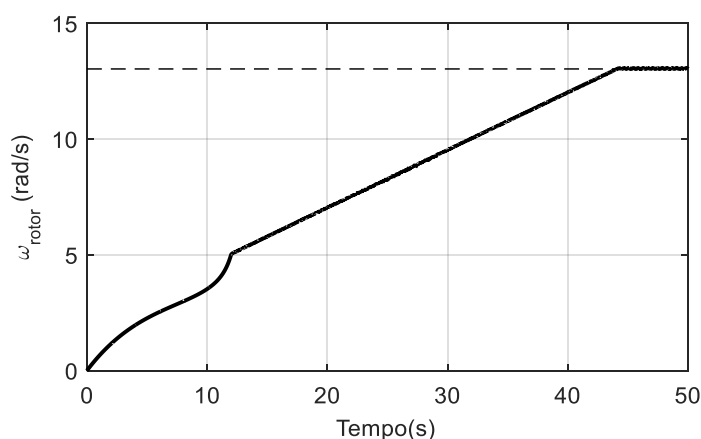


Figura 4.20: Evolução da velocidade angular do rotor da turbina eólica na simulação de vento constante do método P&O.

Percebe-se, também, que esse método converge para o ponto de máxima potência, porém num tempo superior ao método TSR Ótimo. A Figura 4.21 apresenta o conjunto de pontos $\{\lambda, C_p\}$ para este método, reforçando a conclusão de que o método de fato convergiu para o ponto de máxima potência.

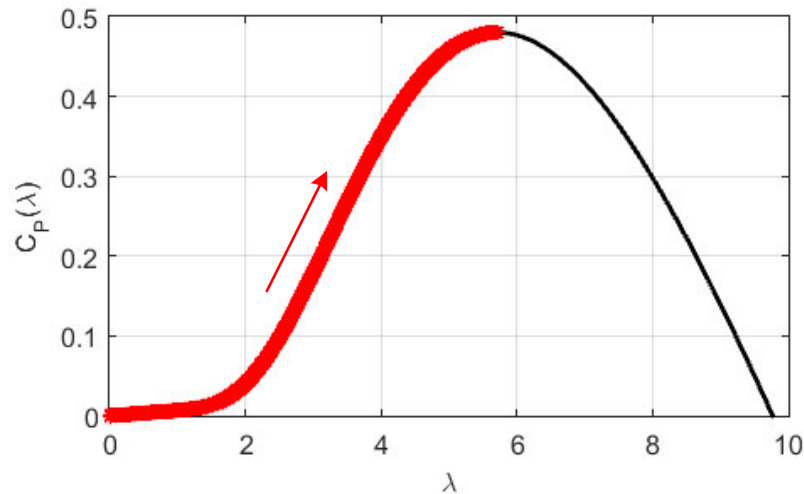


Figura 4.21: Conjunto de pontos $C_p \times \lambda$ obtidos na simulação plotados sobre a curva teórica calculada para a turbina eólica na simulação do método P&O.

A Figura 4.22 apresenta o comportamento do sistema com o método P&O durante a simulação com padrão de vento com variações de baixa amplitude. Aqui, percebe-se a lenta convergência deste método. O conjunto de pontos $\{\omega_{rotor}, P_w\}$ é disposto sobre uma região próxima à curva de MPPT da turbina, entretanto oscila muito em torno da mesma.

É possível acelerar a convergência do método aumentando-se o passo ou diminuindo-se o período de atualização da referência. Porém, essas modificações podem aumentar a oscilação em torno da curva de MPPT, efetivamente aumentando a região que o conjunto de pontos se localiza, ou fazer com que o método não convirja mais, caso o período de atualização seja muito pequeno. Em geral, o período de atualização deve ser suficiente para que o controlador de velocidade entre em regime, porém curto o suficiente para que as frequências contidas no vento não variem consideravelmente o ponto de operação entre duas execuções do algoritmo.

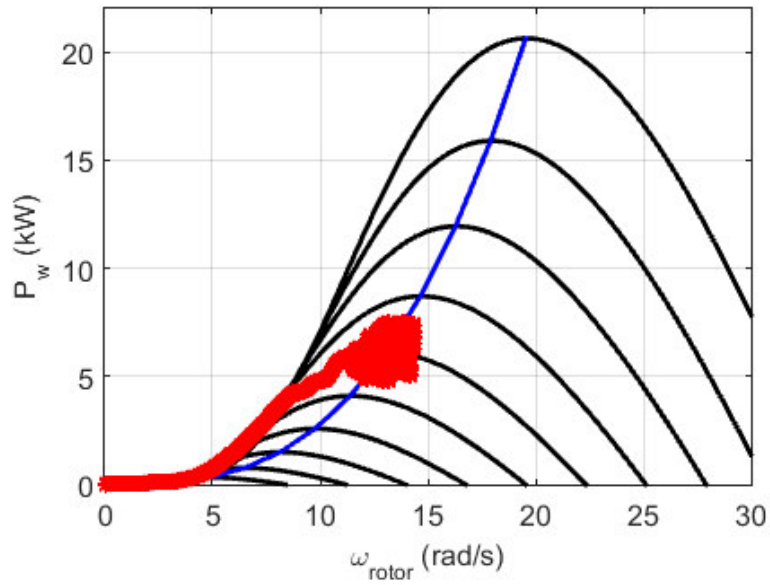


Figura 4.22: Conjunto de pares de pontos $\{\omega_{rotor}, P_w\}$ obtidos durante a simulação do método P&O (em vermelho) plotados sobre as curvas de $\omega_{rotor} \times P_w$ para diferentes velocidades de vento (em preto) e a curva de MPPT para a turbina simulada (em azul).

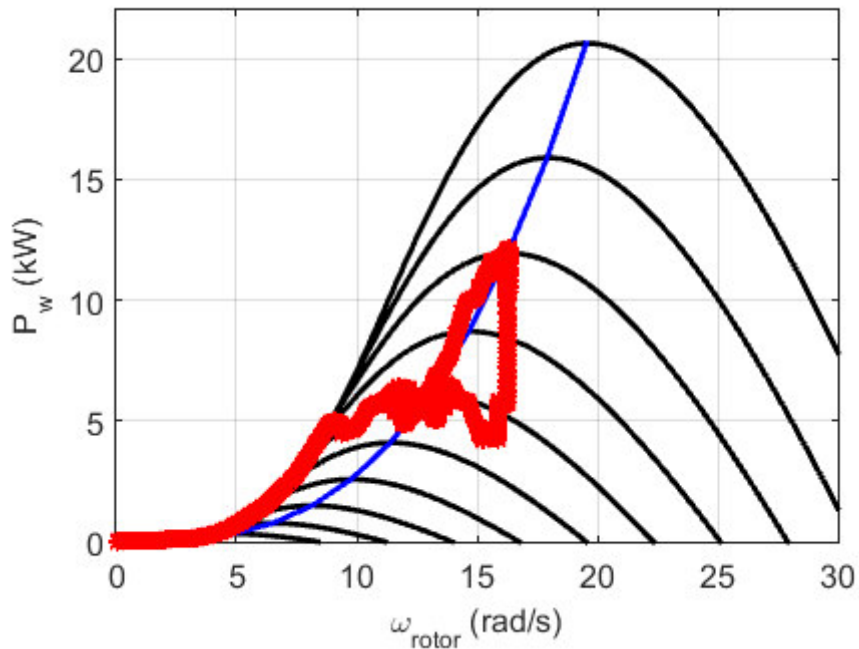


Figura 4.23: Comportamento do sistema implementado com o método P&O sob padrão de vento com rápidas variações de grande amplitude.

O efeito descrito anteriormente é mais acentuado no caso de ventos com rápidas variações com grande amplitude, como pode ser visto na Figura 4.23. Logo, o método P&O não é o mais indicado para ser utilizado em turbinas de pequeno porte, pois elas operam mais próximas do solo, onde os ventos são mais turbulentos e variantes.

4.4 COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE MPPT

Para comparar a energia gerada por cada um dos métodos, foram executadas simulações com 10min de duração com o mesmo padrão de vento apresentado na Figura 4.7. Duas situações foram simuladas: 1) simulação com a correta estimação do parâmetro λ^{otm} e 2) simulação com erro de 20% na estimação, tal que $\lambda_{est} = 0,8\lambda^{otm}$. O valor percentual do erro foi escolhido de forma a ser duas vezes maior do que é considerado aceitável na engenharia (10%).

Nestas simulações, o sistema foi iniciado no ponto de operação de máxima potência estimado, para evitar transitórios de partida. Os valores utilizados são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Condições iniciais utilizadas para a simulação de geração de energia com a correta estimação de λ^{otm} .

	ω_{rotor}	V_i	I_L	V_{bat}	λ^{otm}	C_P^{otm}
Estimação correta	13,03rad/s	200V	19,8A	240V	5,7	0,4801
Estimação errada	10,42rad/s	160V	21,7A	240V	4,56	0,4210

A Figura 4.24(a) e a Figura 4.25(a) apresentam a variação de λ e C_P , respectivamente ao longo do período de simulação do método TSR Ótimo quando λ^{otm} é estimado corretamente. Percebe-se a pequena oscilação de λ em torno de λ^{otm} e consequentemente a variação quase nula de C_P em torno de C_P^{otm} . Os pontos de λ diferentes de λ^{otm} existem devido à dinâmica da malha de controle de velocidade causada pelo vento variável.

A Figura 4.24(c) e a Figura 4.25(c) apresentam a variação de λ e C_p , respectivamente ao longo do período de simulação do método PSF quando λ^{otm} é estimado corretamente. Nota-se uma oscilação muito superior à apresentada pelo método TSR Ótimo. Como o PSF age de acordo com a variação da velocidade de rotação da turbina, e não com a velocidade do vento, esse método é mais lento em sua ação. Além disso, o problema da estimação das perdas magnéticas do gerador à imãs permanentes, já mencionado, causa a alteração do nível médio de λ , o que também pode ser observado na Figura 4.24(c).

A Figura 4.24(e) e Figura 4.25(e) apresentam a variação de λ e C_p , respectivamente ao longo do período de simulação do método P&O quando λ^{otm} é estimado corretamente. Com este método, apesar do nível médio de λ não ser alterado de forma significativa, existe uma grande oscilação em torno desta média, pois o método converge lentamente. Isso se reflete nas maiores oscilações de C_p dentre os três métodos analisados.

A Figura 4.24(b) e Figura 4.25(b) apresentam a variação de λ e C_p , respectivamente ao longo do período de simulação do método TSR Ótimo quando λ^{otm} é estimado incorretamente. Neste caso, há maior oscilação de λ em torno do valor estimado. O erro na estimação causa a operação em um ponto em que o gradiente de potência em relação às variações de velocidade de rotação é maior e a consequência é a maior oscilação apresentada. O mesmo efeito, ocorre na Figura 4.24(d) e Figura 4.25(d), que apresentam a variação de λ e C_p , respectivamente ao longo do período de simulação do método PSF quando λ^{otm} é estimado incorretamente.

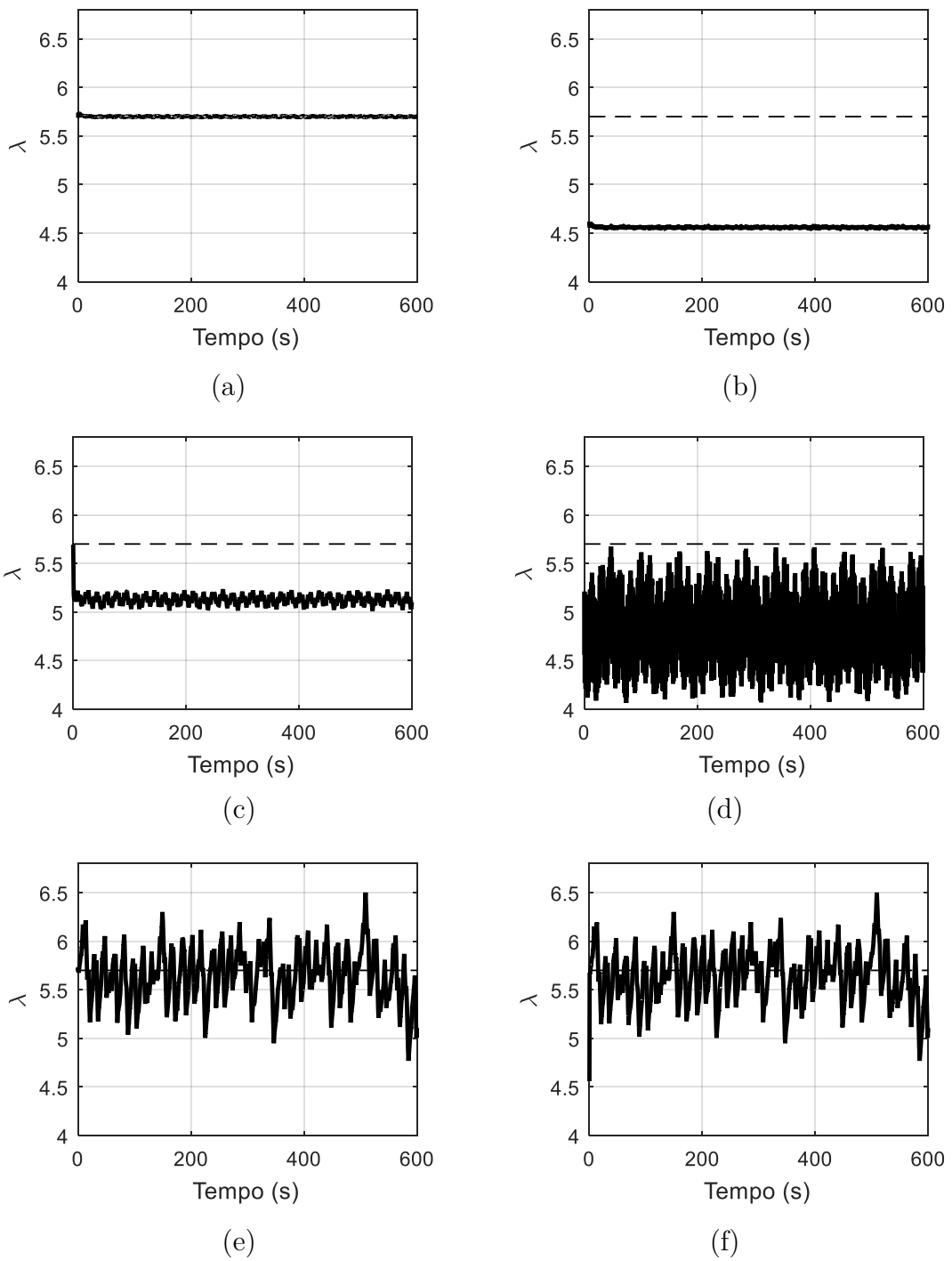


Figura 4.24: Gráficos de λ x t com a correta estimação de λ^{otm} e C_p^{otm} para os métodos (a) TSR Ótimo, (c) PSF e (d) P&O, e com erro na estimação de λ^{otm} e C_p^{otm} para os métodos (b) TSR Ótimo, (d) PSF e (f) P&O, resultados da simulação de geração de energia.

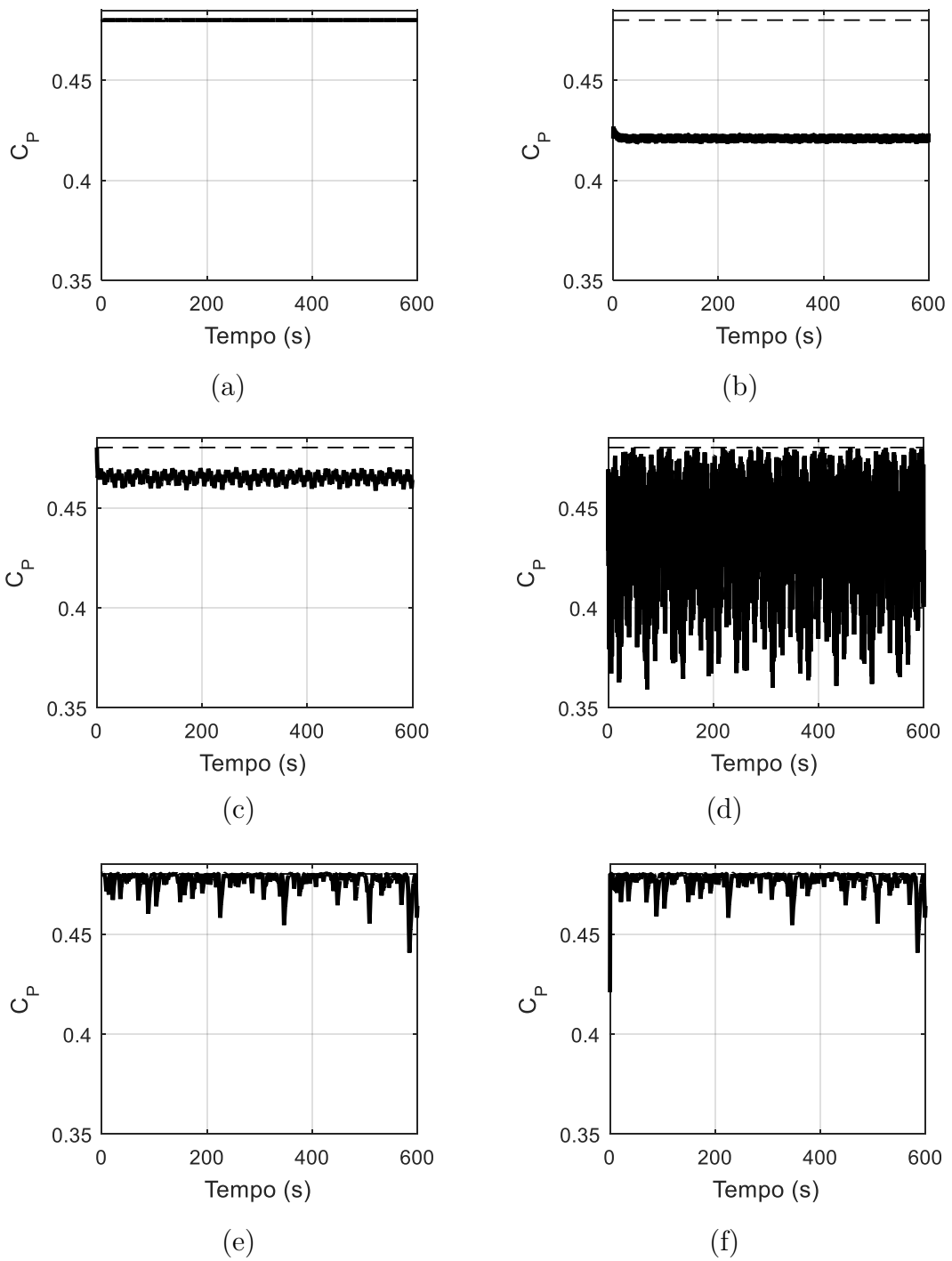


Figura 4.25: Gráficos de $C_p \times t$ com a correta estimação de λ^{otm} e C_p^{otm} para os métodos (a) TSR Ótimo, (c) PSF e (d) P&O, e com erro na estimação de λ^{otm} e C_p^{otm} para os métodos (b) TSR Ótimo, (d) PSF e (f) P&O, resultados da simulação de geração de energia.

A Figura 4.24(f) e Figura 4.25(f) apresentam a variação de λ e C_p , respectivamente ao longo do período de simulação do método P&O quando λ^{otm} é estimado incorretamente. Nota-se a grande similaridade destes resultados com os resultados apresentados na Figura 4.24(e) e Figura 4.25(e). Esses resultados reforçam que o método P&O independe dos parâmetros estimados do sistema, se diferenciando da simulação anterior somente pelas condições iniciais. Uma vez que o método P&O modifica o ponto de operação para a região próxima do ponto de máxima potência, o sistema opera da mesma forma que anteriormente.

Novamente, o método TSR Ótimo gerou mais energia que o método PSF, como pode ser observado na Tabela 4.6. Ainda que o C_p médio do método PSF tenha sido maior, o que normalmente indicaria mais energia gerada, a maior amplitude das oscilações contribuíram para que a energia gerada fosse menor, como ocorreu com o método P&O no primeiro caso. Como o método P&O não é afetado pela estimação dos parâmetros do sistema, a sua geração de energia foi similar ao caso anterior.

As oscilações de C_p e o desvio do nível médio para um valor diferente do valor ótimo, como acontece no PSF, afetam a geração de energia. Isso pode ser analisado na Tabela 4.6, que apresenta a energia gerada e os valores médios de λ e C_p no período simulado. Como esperado, o método TSR Ótimo é capaz de gerar mais energia que os outros dois, seguido pelo método PSF e pelo método P&O, que gera a menor quantidade de energia dentre os três. Pode-se concluir, então, que as grandes oscilações do método P&O afetam mais a geração de energia do que a variação do nível médio causada pelo método PSF.

Tabela 4.6: Dados obtidos da simulação de geração de energia para cada método de MPPT com correta estimação de λ^{otm} e erro de 20% na estimação de λ^{otm} .

	TSR Ótimo			PSF			P&O		
	Energia (kWh)	$\hat{\lambda}$	\hat{C}_P	Energia (kWh)	$\hat{\lambda}$	\hat{C}_P	Energia (kWh)	$\hat{\lambda}$	\hat{C}_P
$\lambda_{est} = \lambda^{otm}$	660,7	5,7003	0,4801	658,7	5,1274	0,4651	656,0	5,6450	0,4768
$\lambda_{est} = 0,8\lambda^{otm}$	469,6	4,5603	0,4210	434,9	4,7945	0,4386	655,7	5,6408	0,4768

A Tabela 4.7, apresenta o resumo dos resultados obtidos, incluindo uma quantificação da oscilação na forma do desvio padrão do sinal. A energia está normalizada pela energia gerada na primeira simulação do método TSR Ótimo, que foi a maior geração de energia dentre todas as simulações. A partir desta tabela, percebe-se muito claramente que o método P&O independe de parâmetros estimados e gera basicamente a mesma quantidade de energia nos dois cenários. A pequena variação da energia gerada se deve ao ponto de operação inicial da turbina, diferente na simulação de cada cenário. Os outros dois métodos tiveram uma redução grande na energia gerada, com o método PSF apresentando uma queda mais acentuada.

Tabela 4.7: Comparativo da geração de energia para cada método de MPPT com a correta estimação de λ^{otm} e com erro de 20% na estimação de λ^{otm} . Valores normalizados pela energia gerada na simulação do método TSR Ótimo com correta estimação de λ^{otm} .

λ_{est}	TSR Ótimo			PSF			P&O		
	Energia Gerada	\hat{C}_P	$\sigma(C_P)$	Energia Gerada	\hat{C}_P	$\sigma(C_P)$	Energia Gerada	\hat{C}_P	$\sigma(C_P)$
λ^{otm}	100%	0,4801	$3,27 \times 10^{-6}$	99,7%	0,4651	$2,32 \times 10^{-3}$	99,3%	0,4768	$4,60 \times 10^{-3}$
$0,8\lambda^{otm}$	71,1%	0,4210	$1,06 \times 10^{-3}$	65,8%	0,4386	$24,7 \times 10^{-3}$	99,2%	0,4768	$4,68 \times 10^{-3}$
Variação	-28,9%	-	-	-33,9%	-	-	-0,1%	-	-

Além disso, a Tabela 4.7 ajuda a compreender melhor a influência das oscilações sobre a geração de energia. Comparando-se os métodos TSR Ótimo e PSF nos dois

cenários simulados, nota-se que, apesar da média de C_p na simulação do método PSF quando há erro de estimação ser mais próxima do valor ótimo que na simulação do método TSR Ótimo nas mesmas situações, o método TSR Ótimo resultou em mais energia gerada. Olhando-se para o desvio padrão, nota-se que para o método PSF o valor é vinte vezes maior que o valor do método TSR Ótimo. Isso leva a crer que a oscilação em torno do valor médio de C_p tem mais influência na energia gerada do que o próprio valor médio.

Conclui-se pela tabela que, quando analisamos a energia gerada pelos diferentes métodos, o método P&O se sobressai por não depender de estimação de parâmetros da turbina. Isso é uma grande vantagem em sistemas reais, onde normalmente os parâmetros não são estimados corretamente ou variam ao longo da vida do sistema.

Entretanto, o método utilizado para a implementação do sistema de carregamento de baterias apresentado no próximo capítulo é o PSF. O controle de carregamento de baterias aplicado baseia-se na saturação de algumas variáveis de controle, de forma a limitar a potência entregue às baterias. Essa metodologia iria causar confusão no algoritmo do método P&O. Esse método depende da correta aplicação da referência calculada, o que não aconteceria quando ocorresse saturação. Isso pioraria a dinâmica do método e tornaria a extração de potência menos eficiente.

4.5 CONCLUSÕES

A partir dos resultados obtidos ao longo das simulações, pode-se concluir que o método TSR Ótimo é o melhor dentre os métodos simulados, desde que o valor estimado do λ esteja correto. Contudo, a necessidade da medição da velocidade de vento inclui no sistema um sensor caro e complexo de ser gerenciado. Em sistemas eólicos de pequeno porte, por muitas vezes o maior custo não é justificado.

Entre os dois métodos restantes, o método P&O não necessita de estimação de parâmetros para ser configurado. Isso é uma grande vantagem, pois abstrai a turbina

utilizada do projeto do sistema. Entretanto, este método não responde bem em ventos com grandes variações, que são muito frequentes em baixas alturas, região onde as turbinas de pequeno porte são instaladas. O método PSF apresenta bom desempenho em ventos com grandes variações e, quando configurado com valores estimados corretos, tem a capacidade de gerar mais energia que o método P&O.

Além disso, como este método é implementado em malha aberta – ele calcula uma referência de potência a partir da velocidade de rotação da turbina, mas não controla diretamente essa velocidade –, a implementação de limitações de potência no sistema, essenciais para o carregamento de baterias, são mais simples. Este ponto será melhor abordado no próximo capítulo, onde o método PSF será utilizado na implementação de um sistema de carregamento de baterias.

CAPÍTULO 5: METODOLOGIA PARA CARREGAMENTO DE BATERIAS

Banco de baterias são essenciais no funcionamento de vários tipos de sistemas. Em especial nos sistemas isolados de geração de energia, eles oferecem uma fonte estável de energia para suavizar os efeitos transitórios de variação de carga ou geração existentes numa rede de energia elétrica [28]. Nestes tipos de sistemas, está se tornando cada vez mais comum o uso de energia renovável como fonte de geração para o carregamento do banco de baterias.

Entretanto, essas fontes apresentam alguns desafios no gerenciamento do sistema de carregamento. Se por um lado o sistema deve extrair o máximo de energia da fonte de geração para otimizar o seu uso, por outro ele deve manter a carga da bateria dentro de um limite máximo para evitar a sobrecarga. E isso é feito diminuindo a geração de energia.

Dessa forma, é necessário o uso de um sistema de carregamento, comumente chamado de controlador de carga. O controlador de carga é utilizado como sistema para aplicação de um método de MPPT dentre os apresentados anteriormente. Além disso, é acrescentado uma malha para controle da tensão do banco de baterias, descrita a seguir. Neste trabalho o controlador de carga é composto pela turbina eólica, o conversor descrito anteriormente e o banco de baterias a ser carregado, como mostra a Figura 5.1.

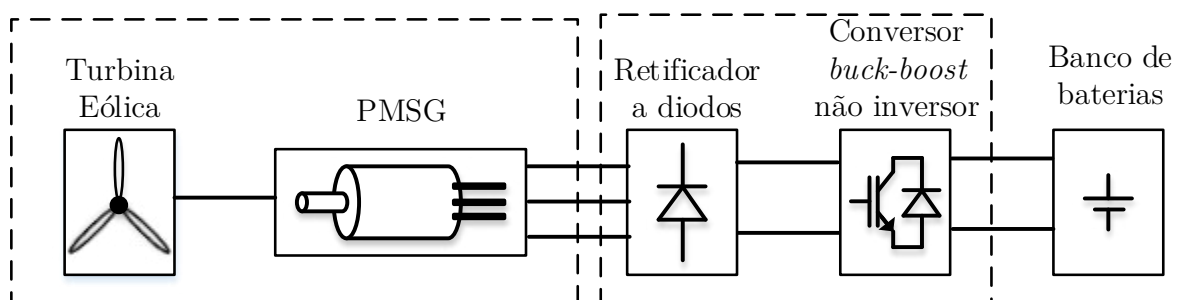


Figura 5.1: Sistema simulado para carregamento de baterias.

A turbina simulada, baseada num PMSG de 10kW, é conectada a um retificador não controlado que fornece a tensão e corrente CC para o conversor *buck-boost* não inversor. Por sua vez, o conversor processa a energia gerada e a entrega para o banco de baterias, funcionando como o atuador para o gerenciamento de todo o sistema de carregamento. O banco de baterias simulado é configurado como um banco de 240V/300Ah formado por baterias do tipo OPZv.

5.1 MALHA DE MÁXIMA EXTRAÇÃO DE ENERGIA

Aplicando as malhas já apresentadas no sistema de carregamento de bateria, forma-se a malha que extrai a máxima potência da turbina, apresentada na Figura 5.2. O MPPT PSF calcula a referência de potência aerodinâmica, que é usada para calcular a referência de potência de entrada do conversor.

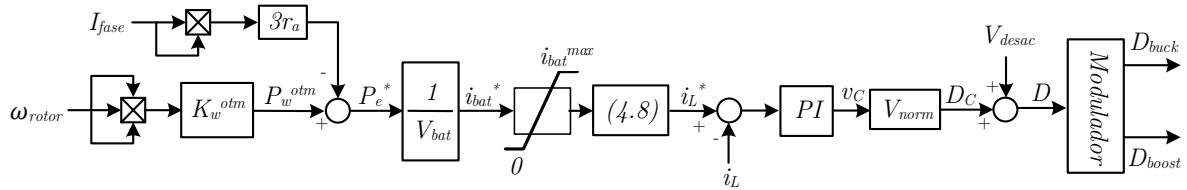


Figura 5.2: Diagrama de blocos do controle para máxima extração de energia no sistema.

Assumindo-se um conversor ideal (eficiência unitária), a potência de entrada é igual a potência de saída. Então, calcula-se a referência de corrente da bateria. Essa referência, é então passada por um saturador que a limita em 40A, valor limite de saída definido para o conversor *buck-boost* não inversor. Contudo, a malha de controle de corrente recebe como referência a corrente do indutor. Portanto, aplica-se (4.8) para calcular a corrente de referência da malha de corrente.

Como já apresentado, a saída do controlador de corrente passa pela função de normalização e é somada com a função de desacoplamento para gerar o comando do conversor. Esse comando passa por um modulador que gera os comandos PWM aplicados nas chaves do conversor.

5.2 MALHA DE CONTROLE DA TENSÃO DA BATERIA

O controle da tensão da bateria é feito através de um controlador PI que atua na limitação de corrente da bateria, criando um saturador dinâmico para essa corrente. Dessa forma, à medida que a tensão da bateria cresce acima de um valor determinado, como mencionado no capítulo anterior, a corrente injetada na mesma pelo conversor é limitada a um valor cada vez mais baixo, até que, eventualmente, chegue a zero. Essa malha de controle será implementada com um controlador PI.

O controlador PI é saturado de forma a limitar a corrente entre zero e o valor máximo definido para o conversor. Para evitar o efeito de *wind-up* [29], o termo integrativo não é mais acionado uma vez que o controlador entra em saturação, retornando somente quando o mesmo sai de saturação. Os ganhos do controlador são definidos para que o mesmo atue somente quando a tensão da bateria esteja próxima da tensão de referência. Para isso, define-se um limite superior para esse ganho: quando a diferença entre a tensão de referência e a tensão da bateria for maior que 1% do valor da tensão de referência, o controlador de tensão da bateria não deve atuar. No caso do banco de baterias deste trabalho, esse valor é 2,84V. Logo:

$$(V_{bat}^* - V_{bat})K_{P(bat)} \geq I_{max} \quad (5.1)$$

Definindo-se $I_{max} = 40A$ e aplicando-se a limitação $V_{bat}^* - V_{bat} = 2,84V$, obtem-se:

$$K_{P(bat)} \geq 14,09 A/V \quad (5.2)$$

A constante integrativa será definida em função da dinâmica da bateria. Para isso, é necessário conhecer o modelo do banco de baterias. Em [23] é levantado um modelo dinâmico baseado em circuito elétrico equivalente para um banco de baterias do tipo OPZv, apresentado na Figura 5.3. Esse mesmo modelo é caracterizado para um banco de baterias com 120 elementos de 2V/300Ah em série. Os valores definidos para o modelo são apresentados na Tabela 5.1.

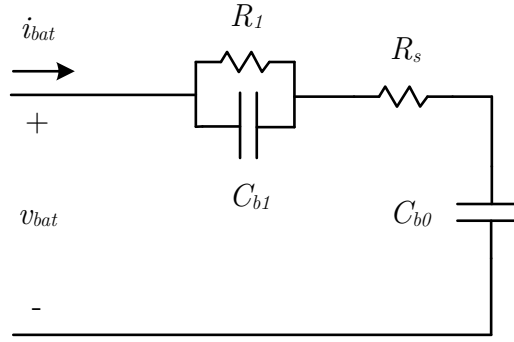


Figura 5.3: Modelo simplificado de uma bateria [23].

Tabela 5.1: Parâmetros do modelo simplificado da bateria utilizado na simulação

C_{b0}	R_s	R_1	τ_1	C_{b1}
49.091 F	8,70 m Ω	431,40 m Ω	28,01 s	64,93 F

Vale destacar que esse é um modelo simplificado e somente é válido para utilização no fim de carga (com o banco de baterias quase carregado). Alguns detalhes como as perdas por corrente de fuga e a variação dos parâmetros em função do estado de carga não são levados em consideração. Na aplicação deste trabalho, o controlador somente atuará no momento em que o banco de baterias estiver quase carregado, portanto o uso do modelo simplificado é justificável.

Portanto, para que o controlador cancele o polo relacionado com a dinâmica $\tau_1 = R_1 C_{b1}$, é necessário que:

$$\frac{K_P(bat)}{K_I(bat)} = \tau_1 \rightarrow K_I(bat) = \frac{K_P(bat)}{\tau_1} \quad (5.3)$$

De acordo com (5.2), pode-se definir $K_P(bat) = 20A/V$. Logo:

$$K_I(bat) = 0,714 A/V.s \quad (5.4)$$

A malha de controle completa, com a inclusão do controlador limitador de corrente, é apresentada na Figura 5.4. A malha apresentada na Figura 5.2 atua enquanto o banco de baterias estiver em carregamento. Quando a tensão do banco estiver próxima do valor de referência para o carregamento, como especificado anteriormente, a malha de

limitação (veja Figura 5.4) começa a agir, diminuindo o valor da máxima corrente aplicada através de um limitador dinâmico.

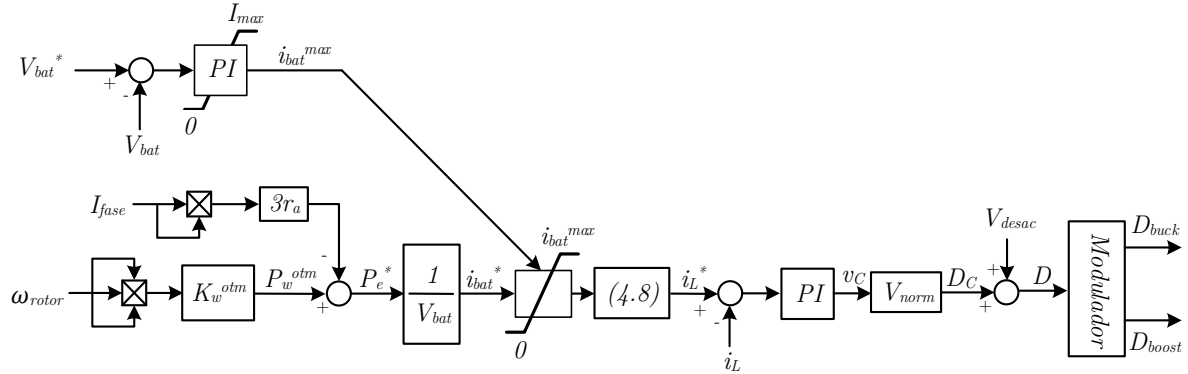


Figura 5.4: Diagrama de blocos do controle do sistema de carregamento de baterias incluindo a malha de controle da tensão da bateria.

Pelo fato do método MPPT PSF implementar uma curva previamente configurada, calculando o ponto de operação em função da velocidade de rotação, a limitação da corrente de saída não afeta o seu funcionamento. Dessa forma, a partir do momento que a tensão do banco de baterias se afastar do valor de referência e a malha limitadora de potência não mais limitar a corrente de saída, o sistema passa a extrair a máxima potência imediatamente.

Em contraste, o método P&O, que é muito interessante por ser independente de estimação de parâmetros, não responderia bem a essa limitação. As leituras de potência executadas em cada iteração não iriam refletir o comando passado pelo algoritmo, o que causaria o deslocamento da referência para um ponto diferente da máxima potência. Esse ponto poderia ser, inclusive, um ponto que provocaria uma referência de corrente menor que a definida pelo limitador, o que causaria uma diminuição na capacidade de extração de energia do sistema.

5.3 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Na simulação do sistema de carregamento de baterias foi utilizado o padrão de vento apresentado na Figura 5.5 e descrito em (5.5). Esse padrão apresenta ventos que

variam entre 13,9m/s a 4,1m/s. Essas amplitudes fazem o sistema operar nas condições de máxima potência, limitação de corrente máxima e limitação de potência pela malha de controle de tensão da bateria em diferentes momentos ao longo da simulação.

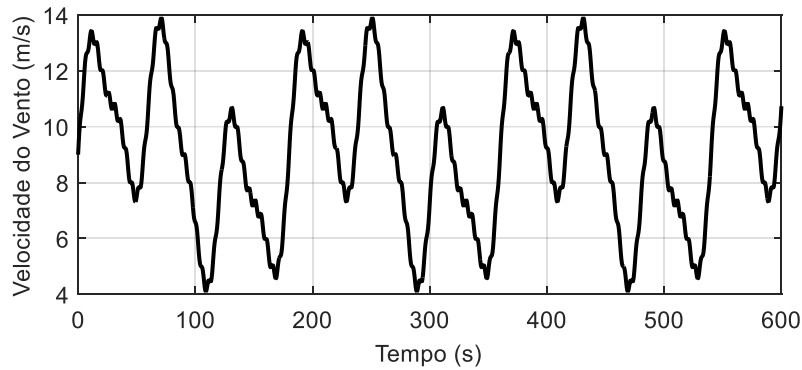


Figura 5.5: Perfil de vento utilizado na simulação.

$$v_{ar}(t) = 0,2sen\left(2\pi\frac{1}{5}\right) + 1sen\left(2\pi\frac{1}{30}\right) + 3sen\left(2\pi\frac{1}{60}\right) + 2sen\left(2\pi\frac{1}{180}\right) + 9 \quad (5.5)$$

A Figura 5.6 apresenta a tensão do banco de baterias ao longo da simulação. Antes dos 90s, a bateria não está completamente carregada e o conversor trabalha extraindo a máxima potência da turbina, limitando-se somente pela máxima corrente de saída. Após os 90s o conversor passa a limitar a potência extraída para manter a tensão do banco de baterias regulada no valor de referência do controlador (265V).

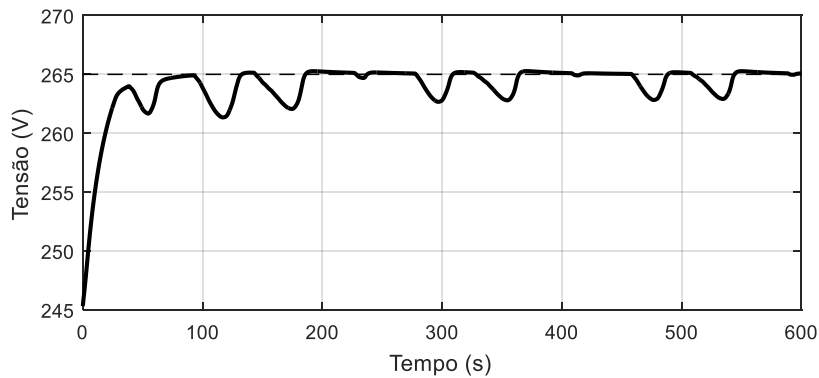


Figura 5.6: Tensão do banco de baterias e valor de referência para o controlador da tensão da bateria (linha pontilhada) durante da simulação.

A medida que a velocidade de vento diminui e a potência disponível na turbina eólica é menor que a necessária para manter a corrente da bateria no limite de saturação, o conversor volta a operar extraindo o máximo de potência possível. Nesses momentos, a tensão da bateria tende a cair junto com a corrente injetada na mesma, devido à R_1 e R_s na Figura 5.3, causando os afundamentos percebidos na Figura 5.6.

Para melhor compreender-se a ação da malha limitadora de potência, é detalhado o funcionamento do sistema até 100s de simulação. A Figura 5.7(a) apresenta em detalhes a tensão do banco de baterias, linha em negrito, e a referência de tensão de carga, linha pontilhada. A Figura 5.7(b) mostra a variação da corrente limite do sistema, que é saída do controlador da malha de limitação de potência.

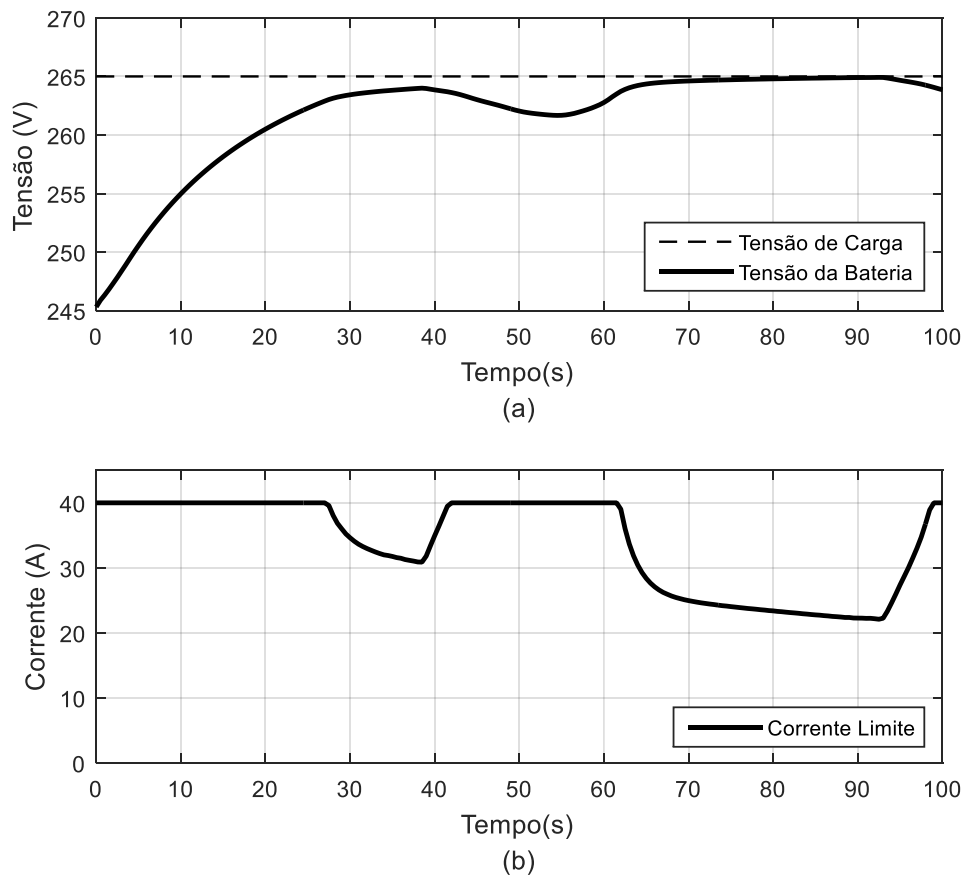


Figura 5.7: Detalhe da tensão do banco de baterias (a) e da corrente limite, saída da malha de limitação de potência (b).

Nota-se que, como esperado, somente quando a tensão está próxima do valor de referência o controlador de fato atua e o valor da corrente limite é diminuído, como pode ser visto na região entre 27s e 32s e entre 63s e 99s. A medida que a tensão se afasta do valor de referência, a corrente limite cresce, chegando até seu valor máximo, como pode ser visto na região entre 32s e 63s. Apesar da tensão do banco de baterias alcançar o valor de referência, a corrente não é necessariamente zero. Isso significa que o banco de baterias ainda não está totalmente carregado e ainda é necessário fornecer corrente para que o mesmo complete sua carga.

A Figura 5.8 apresenta o comportamento do saturador dinâmico nesse mesmo tempo (0s a 100s). A linha pontilhada é a corrente limite, definida pela malha de redução de potência, a linha contínua é a corrente de referência fornecida pelo método de MPPT PSF e a linha em negrito é a referência que de fato é enviada ao controle de corrente.

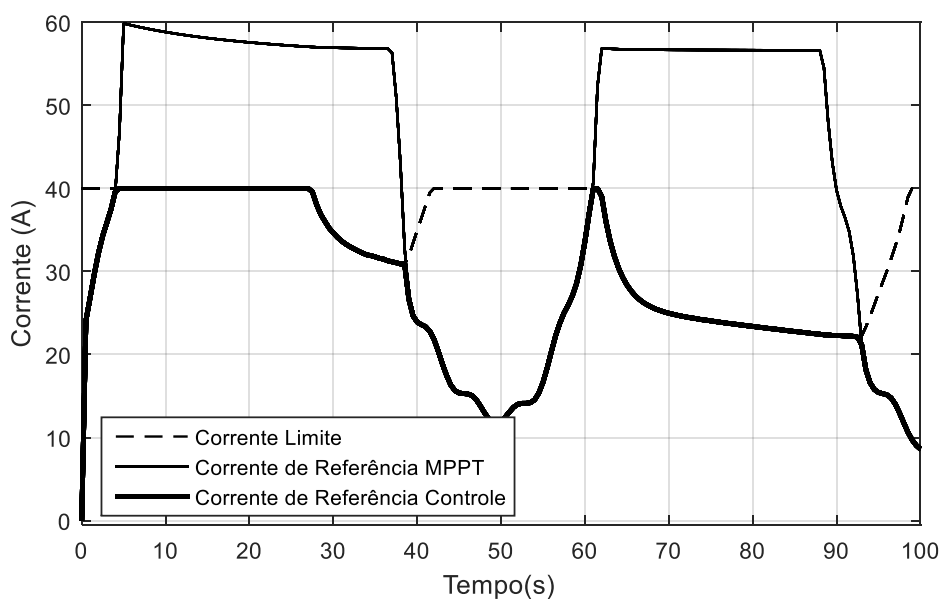


Figura 5.8: Detalhe do comportamento do saturador dinâmico.

O comportamento deste saturado ocorre exatamente como projetado. A saída do saturador é a corrente de referência fornecida pelo método PSF somente quando ela é menor que o valor máximo fornecido pela malha de limitação de potência. Então, a

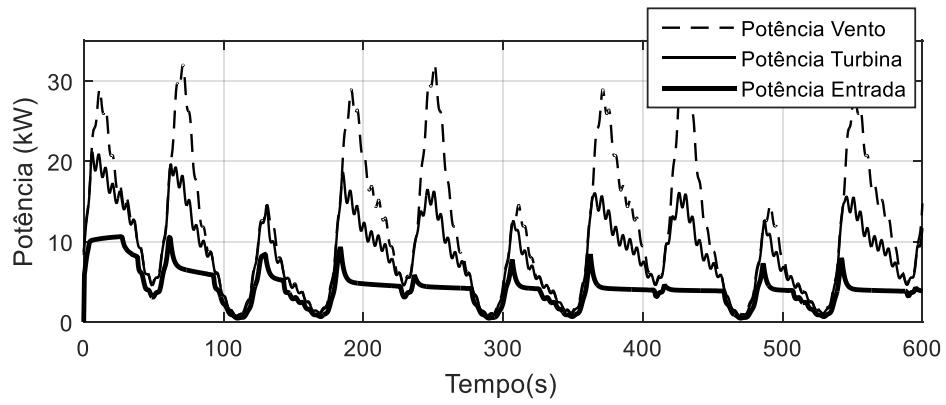
potência é limitada em duas situações: 1) quando a corrente máxima do sistema (I_{LIM}) é excedida ou 2) quando a tensão do banco de baterias está próxima da tensão de referência, como apresentado anteriormente.

A transição entre operação com limitação de potência e operação em saturação é suave pelo fato do método PSF somente calcular a referência de potência a ser aplicada. Igualmente, o método TSR iria funcionar pelo mesmo motivo. Entretanto, como mencionado, o método P&O, por depender da real alteração do ponto de operação para o ponto comandado por ele, não iria transitar de forma suave entre os modos. Além disso, poderia calcular uma referência que causaria uma operação abaixo do ponto de saturação, mesmo com mais potência disponível para a turbina, o que diminuiria a eficiência do processo de carregamento.

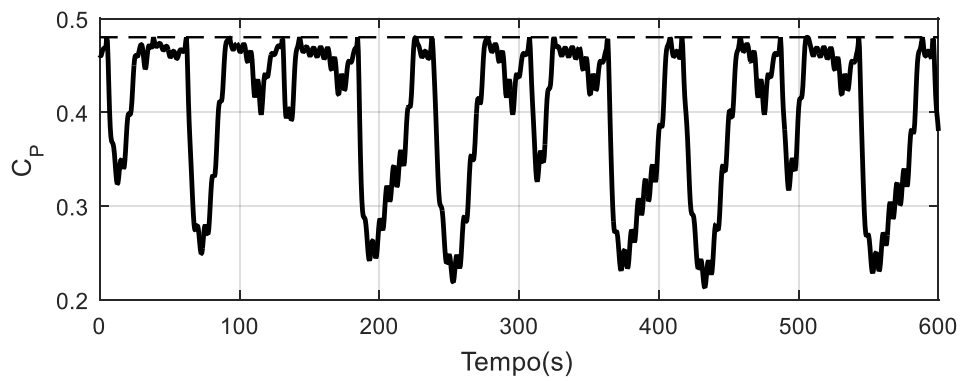
A Figura 5.9(a) apresenta a potência disponível no vento, potência aerodinâmica na turbina e a potência de entrada do conversor ao longo da simulação. A Figura 5.9(b) apresenta a variação de C_P para o mesmo período e o seu valor ótimo (linha pontilhada), enquanto a Figura 5.9(c) apresenta, a de λ e o seu valor ótimo (linha pontilhada).

Percebe-se que a máxima potência de entrada sempre se localiza próxima dos 10kW. Nos momentos em que essa potência é limitada – tanto por I_{LIM} quanto pela tensão do banco de baterias – a potência aerodinâmica da turbina eólica se afasta da máxima potência disponível no vento, pois o sistema passa a operar fora da máxima potência. Similarmente, nesses momentos C_P e λ se afastam do seu valor ótimo.

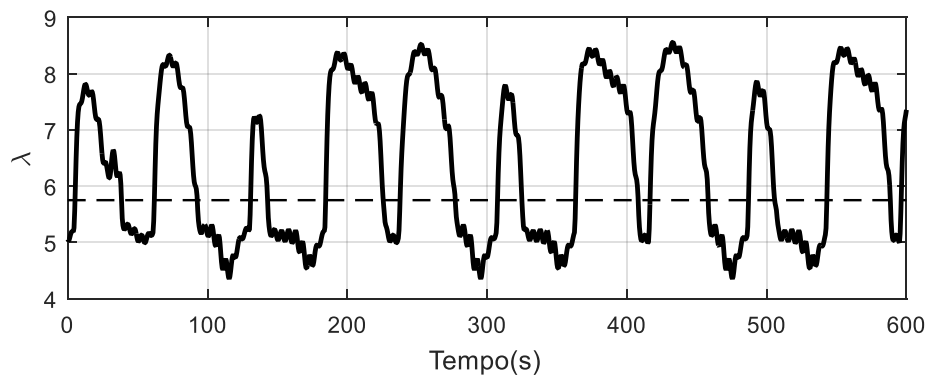
Inversamente, ao se aproximar da operação em máxima potência, instantes em que a corrente de referência do método PSF não é limitada, as três potências passam a ficar próximas, o que indica que o sistema opera próximo da máxima potência como esperado. Os valores de C_P e λ se aproximam do valor ótimo, entretanto, devido à limitação apresentada anteriormente, nunca se igualam ao último.



(a)



(b)



(c)

Figura 5.9: Variação de: (a) potência de entrada do conversor (linha preta em negrito), potência aerodinâmica da turbina (linha preta) e potência máxima disponível no vento (linha pontilhada); (b) C_P ; e (c) λ , ao longo da simulação.

5.4 CONCLUSÕES

O sistema de carregamento de baterias apresentado como estudo de caso para a aplicação do método MPPT PSF é baseado na saturação de algumas variáveis de controle para controlar a tensão do banco de baterias, e conseqüentemente controlar o carregamento do mesmo. Pelo fato do método PSF não operar exatamente na máxima potência, a potência disponível no vento e a potência aerodinâmica da turbina nunca se igualam. Contudo, ele apresenta transição suave entre a limitação de potência e a extração de máxima potência, o que aumenta a eficiência de carregamento do sistema.

CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES GERAIS E TRABALHOS FUTUROS

Ao longo deste trabalho foi desenvolvido um comparativo entre métodos de MPPT para turbinas eólicas com o objetivo de selecionar um desses métodos para aplicação em um sistema de carregamento de baterias. Levantou-se o modelo dos diferentes componentes necessários para a realização da simulação e desenvolveu-se a plataforma de simulação comparativa.

Para o controle do conversor *buck-boost* não isolado, foi utilizado um controlador de corrente com algumas modificações: 1) a inclusão de um desacoplamento de tensão do indutor, para que o comando indicasse diretamente a tensão aplicada no indutor; 2) a inclusão de uma função de normalização afim de unificar o controlador para os dois modos de operação; e 3) uma função de modulação que abstrai a transição entre modos de operação do ponto de vista do controlador, tornando essa transição suave.

Para se realizar a comparação entre os métodos de MPPT, projetou-se malhas de controle que possibilitassem implementar cada um dos métodos descritos. O diagrama de blocos de cada uma dessas malhas foi apresentado, bem como o dimensionamento dos ganhos dos controladores. O comparativo mostrou que, considerando a correta estimação de parâmetros, o método TSR Ótimo apresenta maior geração de energia.

Entretanto, em uma aplicação real existem erros na estimação dos parâmetros do sistema. Além disso, esses parâmetros variam com o tempo e as condições de operação, tornando essa estimação ainda mais complicada. Por esse ponto de vista, o método P&O mostrou-se mais viável.

Notou-se também a maior correlação entre as oscilações do coeficiente de potência em torno do ponto de máxima potência e a queda de geração de energia, do que entre a variação do seu nível médio em relação ao valor ótimo. Houve queda mais acentuada na

geração do método PSF em comparação com o método TSR Ótimo quando aplicou-se um cenário com erro de estimação paramétrica, mesmo o método PSF apresentando C_p médio mais próximo do valor ótimo.

A metodologia desenvolvida para o carregamento de baterias é baseada em dois modos de funcionamento: 1) operação de máxima extração de potência (MPPT); e 2) operação em limitação de potência, de forma a manter a tensão de carregamento do banco de baterias. Para implementar a malha de limitação de potência, inseriu-se um controlador linear que atua no valor de saturação de um saturador dinâmico. Por sua vez, esse saturador dinâmico atua na corrente da bateria, limitando a potência entregue à mesma.

Levando-se em consideração que o método P&O depende da correta resposta do sistema à referência passada pelo algoritmo para a correta estimação do ponto de máxima potência, o caráter de saturação da metodologia de limitação de potência iria causar problemas de convergência para esse método. Por esse motivo e levando-se em consideração que o método TSR Ótimo necessita da medição da velocidade de vento, optou-se pelo método PSF para aplicação no sistema de carregamento de baterias.

Propõe-se como continuação para o trabalho realizado, o desenvolvimento de uma metodologia capaz de unificar o método PSF, método de rápida convergência, com o método P&O, que possui independência paramétrica. Para isso, cogita-se a possibilidade de variar-se os parâmetros inicialmente estimados e analisar o efeito dessa variação na energia gerada, buscando-se observar com clareza se essa variação aproximou a operação do ponto de máxima potência real ou não.

Além disso, testes experimentais são necessários para confirmar a aplicabilidade dos métodos propostos neste trabalho, bem como a validade de algumas premissas assumidas.

REFERÊNCIAS

- [1] J. F. Manwell, J. G. McGowan e A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, John Wiley & Sons Ltd., 2009.
- [2] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins e E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons Ltd., 2001.
- [3] CRESESB, “História da Energia Eólica e suas utilizações,” CRESESB, [Online]. Available:
http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=201.
[Acesso em 01 2016].
- [4] Global Wind Energy Council, “Global Wind Report: Annual Market Update 2013,” 2014.
- [5] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari e S. Kouro, *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*, John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [6] Pacific Northwest National Laboratory, “2012 Market Report on Wind Technologies in Distributed Applications,” 2013.
- [7] M. G. Pereira, C. F. Camacho, M. A. V. Freitas e N. F. da Silva, “The renewable energy market in Brazil: Current status and potential, Renewable and Sustainable Energy Reviews,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n^o 6, pp. 3786-3802, August 2012.
- [8] M. G. Pereira, B. E. M. Montezano e R. M. Dutra, “Aerogeradores de Pequeno Porte: Percepção dos Potenciais Consumidores,” 2015.

- [9] M. Cheng e Y. Zhu, “The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review,” *Energy Conversion and Management*, n^o 88, pp. 332-247, 2014.
- [10] Sandia National Laboratories, “A Retrospective of VAWT Technology,” Sandia National Laboratories, Albuquerque, 2012.
- [11] A. M. Bhandare, P. J. Bandekar e S. S. Mane, “Wind energy maximum power extraction algorithms: A review,” em *2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, 2013.
- [12] J. Chen, J. Chen e C. Gong, “New Overall Power Control Strategy for Variable-Speed Fixed-Pitch Wind Turbines Within the Whole Wind Velocity Range,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, n^o 7, pp. 2652-2660, 2013.
- [13] E. Koutroulis e K. Kalaitzakis, “Design of a Maximum Power Tracking System for Wind-Energy-Conversion Applications,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, n^o 2, pp. 486-494, 2006.
- [14] Q. Wang e L. Chang, “An Intelligent Maximum Power Extraction Algorithm for Inverter-Based Variable Speed Wind Turbine Systems,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, n^o 5, pp. 1242-1249, 2004.
- [15] V. Galdi, A. Piccolo e P. Siano, “Designing an Adaptive Fuzzy Controller for Maximum Wind Energy Extraction,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, n^o 2, pp. 559-569, 2008.
- [16] M. Simoes, B. Bose e R. J. Spiegel, “Design and performance evaluation of a fuzzy logic based variable speed wind generation system,” em *Thirty-First IAS Annual Meeting, IAS '96*, 1996.

- [17] G. a. O. U. Boyle, Renewable energy: power for a sustainable future, Oxford University Press in association with the Open University, 1996.
- [18] S. Heier, Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems, 2^a ed., Chichester: John Wiley & Sons, Ltd., 2009.
- [19] P. C. Krause, O. Wasynczuk e S. D. Sudhoff, Analysis of Electric Machinery, New York: McGraw-Hill, 1986.
- [20] Y.-J. Lee, A. Khaligh e A. Emadi, “A Compensation Technique for Smooth Transitions in a Noninverting Buck-Boost Converter,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, pp. 1002-1016, Abril 2009.
- [21] C. P. Basso, Switch-mode power supplies: SPICE simulations and practical designs, New York, NY, USA: McGraw-Hill, 2008.
- [22] J. S. Thongam e M. Ouhrouche, “MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems,” em *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*, InTech, 2011, pp. 339-360.
- [23] J. G. d. Matos, “Controle de potência em microrredes CA isoladas com aerogeradores e bancos de baterias distribuídos,” São Luis, 2014.
- [24] R. W. Erickson e D. Maksimovic, Fundamentals of Power Electronics, 2nd ed., Secacus NJ, USA: Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [25] S. Joshi, V. Pandya e B. Bhalja, “Maximum Power Point Tracking and MPPT efficiency for wind and solar energy conversion standalone system,” em *India Conference (INDICON), 2014 Annual IEEE*, 2014.

- [26] Y. Bai, B. Kou e C. Chan, “A simple structure passive MPPT stand-alone wind turbine generator system,” em *Magnetics Conference (INTERMAG), 2015 IEEE*, 2015.
- [27] R. M. Linus e P. Damodharan, “Maximum power point tracking method using a modified perturb and observe algorithm for grid connected wind energy conversion systems,” *Renewable Power Generation, IET*, pp. 682-689, 2015.
- [28] J. G. de Matos, F. S. F. e Silva e L. A. d. S. Ribeiro, “Power Control in AC Isolated Microgrids With Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, pp. 3490-3498, Junho 2015.
- [29] G. F. Franklin, J. D. Powell e A. Emami-Naeini, *Feedback control of dynamic systems*, 6th ed., Upper Saddle River, NJ, USA: Pearson, 2009.