

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE - FURG
CENTRO DE CIÊNCIAS COMPUTACIONAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM COMPUTAÇÃO
CURSO DE MESTRADO EM ENGENHARIA DE COMPUTAÇÃO

Dissertação de Mestrado

PI ADAPTATIVO PARA REDUÇÃO DE ESFORÇOS SOBRE TURBINAS EÓLICAS

Rodrigo Sousa e Silva

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Computação da Universidade Federal do Rio Grande - FURG, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Computação

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo Zelir Azzolin

Rio Grande, 2021

S586p Silva, Rodrigo Sousa e.
PI adaptativo para redução de esforços sobre turbinas
eólicas / Rodrigo Sousa e Silva. – 2021.
79f.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio
Grande – FURG, Programa de Pós-Graduação em
Computação, Rio Grande/RS, 2021.

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo Zelir Azzolin

1. Turbinas eólicas. 2.IPC. 3. Controle Adaptativo
I. Azzolin, Rodrigo Zelir . II.Título.

CDU 004:620.91

Banca examinadora:

Prof. Dr. Humberto Pinheiro

Prof. Dr. Ricardo Nagel Rodrigues

Prof. Dr. Vitor Irigon Gervini

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer e dedicar esta dissertação à minha família, principalmente à minha mãe Maira e ao meu pai Selmar, pelo apoio e incentivo nessa trajetória de estudo que culminou neste trabalho.

Gostaria de agradecer aos professores do curso que tornaram esse trabalho possível, principalmente ao meu orientador, Rodrigo Azzolin, que me acompanhou nessa trajetória do mestrado e tornou possível sua concretização, auxiliando e guiando nos momentos das mais diversas dificuldades.

Agradeço à universidade, representada pelas pessoas que possibilitam seu funcionamento, ainda mais em tempos difíceis que estamos vivendo.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

RESUMO

SILVA, Rodrigo Sousa e. **PI ADAPTATIVO PARA REDUÇÃO DE ESFORÇOS SOBRE TURBINAS EÓLICAS**. 2021. 79 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Computação. Universidade Federal do Rio Grande - FURG, Rio Grande.

Com a crescente demanda de energia em todo o planeta, bem como a necessidade por uma energia ecologicamente amigável, surge a necessidade por sistemas com maior capacidade de produção de energia e que poluam a taxas cada vez menores, ou que não poluam ao todo. Nesse cenário a exploração eólica tem recebido grande investimento ao longo dos últimos anos. Com turbinas cada vez maiores e instaladas em locais remotos, a necessidade de confiabilidade nestes sistemas é fundamental. Para que isso se cumpra, os sistemas de controle precisam acompanhar o desenvolvimento das turbinas. Com o aumento das suas dimensões, os esforços percebidos por esses sistemas se tornam ainda mais críticos, sendo comprovados as diferenças dos esforços percebidos pela turbina ao longo da área do rotor, denominados esforços assimétricos, novas técnicas de controle são exploradas com esse objetivo. A técnica de controle individual de passo das pás (IPC) surgiu para suprir essa necessidade. Sendo explorada desde o início dos anos 2000, a técnica de IPC é uma das soluções mais estudadas para auxiliar na redução de esforços sobre turbinas eólicas em conjunto com outras técnicas já presente nestes sistemas. Algumas leis de controle são exploradas em conjunto com essa técnica. Este trabalho, tem por objetivo explorar a técnica de IPC em turbinas eólicas, bem como explicar sobre conhecimentos importantes para este conhecimento. Propõe-se uma lei de controle PI-adaptativa junto ao IPC, utilizando uma lei adaptativa do tipo RLS, seguida de simulações para avaliar o desempenho do sistema. O controle adaptativo se mostra uma técnica bastante promissora na aplicação em turbinas eólicas, devido as características destes sistemas.

Palavras-chave: Controle Adaptativo, IPC, PI-RLS, Redução de Esforços, Turbinas Eólicas.

ABSTRACT

SILVA, Rodrigo Sousa e. **Wind turbine Load Reduction Using Adaptive PI**. 2021. 79 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Computação. Universidade Federal do Rio Grande - FURG, Rio Grande.

Due to the high energy demand in the globe, as well as the necessity for a more environmental friendly alternative of production, there is a need for systems with more capacity of producing and less pollutant. The wind energy exploration is growing substantially in the last decades. With wind turbines becoming bigger and bigger, installed in remote locations, these systems are required to be reliable. With their dimension expansion, the loads acting in the structures become more harmful, generating asymmetric loads that are even more prejudicial to the turbines. New control techniques are emerging and being studied to minimize these effects. One of these emerging techniques is the Individual Pitch Control (IPC). Being explored since early 2000s, IPC is one of the most explored alternatives to mitigate asymmetrical loads on wind turbines. Some control theories are explored along with IPC. This work has the objective of exploring the IPC technique among other knowledge related to this topic. This work proposes an Adaptive-PI applied to the IPC, using a Recursive Least Square adaptive law, followed by simulation to evaluate the system performance.

Keywords: Adaptive Control, IPC, PI-RLS, Load Mitigation, Wind Turbines.

LISTA DE FIGURAS

1	Desenvolvimento da capacidade de produção eólica global acumulativa.	16
2	Evolução da capacidade de energia eólica instalada no Brasil.	17
3	Haliade-X, a maior turbina eólica do mundo.	18
4	Turbina eólica HAWT e suas principais partes.	21
5	Movimentos translacionais e rotacionais de uma turbina.	22
6	Movimentos <i>edgewise</i> e <i>flapwise</i> das pás.	22
7	Fluxo de ar sobre o disco do rotor.	23
8	Velocidades e pressões através do tubo de fluxo.	24
9	Forças sobre a pá de uma turbina.	26
10	Principais forças sobre a turbina.	27
11	Regiões de operação de uma turbina eólica.	28
12	Espectro de frequência do momento <i>flapwise</i> de uma pá.	31
13	Espectro de frequência do momento <i>tilt</i> sobre o topo da torre.	32
14	Espectro de frequência do momento <i>yaw</i> sobre o topo da torre.	33
15	Estrutura do <i>software</i> FAST.	36
16	Arquitetura FAST v8.	37
17	Arquitetura básica IPC.	38
18	Velocidade vento.	40
19	Momento <i>flapwise</i> sobre uma das pás.	40
20	Momento <i>yaw</i> sobre o topo da torre da turbina.	41
21	Momento <i>tilt</i> sobre o topo da torre da turbina.	41
22	Arquitetura IPC.	45
23	Arquitetura IPC baseada na transformada de Coleman.	46
24	Esquema de controle individual das pás.	47
25	IPC baseado na transformada de Clarke.	47
26	Diagrama do sistema RLS de primeira ordem.	52
27	Diagrama do sistema simplificado.	53
28	Sinais de entrada e saída sobre o sistema simplificado.	53
29	Curva de identificação dos parâmetros do sistema simplificado.	54
30	Curva de erro de estimação paramétrica do sistema simplificado.	54
31	Sinais de entrada e saída sobre sistema simplificado com variação dinâmica.	55
32	Curva de identificação dos parâmetros do sistema simplificado com variação dinâmica.	56

33	Curva de erro de estimação paramétrica do sistema simplificado com variação dinâmica.	56
34	Diagrama controle PI em malha fechada.	57
35	Diagrama de controle para sistema simplificado.	59
36	Sinais de referência e saída sobre o sistema simplificado.	59
37	Ganhos K_P e K_I do sistema simplificado.	60
38	Sinal da ação de controle sobre o sistema simplificado.	60
39	Sinal de erro no sistema simplificado.	61
40	Diagrama arquitetura IPC.	64
41	Ângulo de passo e momento <i>tilt</i> simulados.	66
42	Parâmetros identificados para o momento <i>tilt</i>	67
43	Curvas dos momentos <i>tilt</i> da turbina e da planta parametrizada. . . .	67
44	Ângulo de passo e momento <i>yaw</i> simulados.	68
45	Parâmetros identificados para o momento de <i>yaw</i>	69
46	Curvas dos momentos <i>yaw</i> da turbina e da planta parametrizada. . . .	70

LISTA DE TABELAS

1	Propriedades da turbina NREL 5MW.	37
2	Sensibilidade da potência aerodinâmica relativa ao ângulo de passo na Região III.	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
IPC	<i>Individual Pitch Control</i>
FAST	<i>Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
HAWT	<i>Horizontal-axis Wind Turbine</i>
CPC	<i>Collective Pitch Control</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MBC	<i>Multi-Blade Coordinate</i>
MPC	<i>Model Predictive Control</i>
LIDAR	<i>Light Detection and Ranging</i>
RLS	<i>Recursive Least Square</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
RMRAAC	<i>Robust Model Reference Adaptive Control</i>
IBC	<i>Independent Blade Control</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

X_{fa}	Movimento translacional da turbina no sentido longitudinal (<i>fore-aft</i>)
Y_{ss}	Movimento translacional da turbina no sentido lateral (<i>side-to-side</i>)
M_{roll}	Momento de rolamento da turbina
M_{tilt}	Momento de arfagem da turbina
M_{yaw}	Momento de guinada da turbina
Ψ	Ângulo azimute do rotor
v_{∞}	Velocidade do vento a montante do rotor
v_W	Velocidade do vento a jusante do rotor
v_r	Velocidade do vento sobre o rotor
A_{∞}	Área de fluxo de ar a montante do rotor
A_W	Área do fluxo de ar a jusante do rotor
A_r	Área do fluxo de ar do disco do rotor
ρ	Densidade do ar
F_r	Força do rotor
a	Fator de interferência do fluxo axial
P_r^+	Pressão de ar imediatamente anterior ao disco do rotor
P_r^-	Pressão de ar imediatamente posterior ao disco do rotor
g	Aceleração da gravidade
p_0	Pressão atmosférica
P_r	Potência do rotor
P_w	Potência disponível no vento
v_w	Velocidade do vento
C_P	Coeficiente de potência da turbina
v_{rel}	Velocidade relativa do vento
r	Raio do rotor da turbina
Ω_r	Velocidade rotacional do rotor

F_L	Força de sustentação, (<i>lift</i>)
F_D	Força de arrasto, (<i>drag</i>)
C_L	Coeficiente de sustentação da pá
C_D	Coeficiente de arrasto da pá
c	Comprimento da corda da pá
α	Ângulo de ataque da pá
ϕ	Ângulo entre o fluxo de ar e o plano do rotor
β	Ângulo de passo da pá
F_{out}	Componente de força normal ao plano do rotor
F_{in}	Componente de força tangencial ao plano do rotor
F_T	Força de impulsão, <i>thrust</i>
τ_r	Torque rotacional
T_r	Força de impulsão da turbina
Q_r	Torque total da turbina
P_r	Potência de turbina
C_T	Coeficiente de força de impulsão da turbina
C_Q	Coeficiente de torque da turbina
C_P	Coeficiente de potência da turbina
λ	Razão de velocidade da ponta das pás, também denominado TSR (<i>Tip Speed Ratio</i>)
v_{in}	Velocidade inicial de operação da turbina
v_{nom}	Velocidade nominal de operação da turbina
v_{out}	Velocidade final de operação da turbina
$C_{P,max}$	Coeficiente de potência maximizado
λ_{ot}	Razão otimizada da velocidade da ponta da pás
β_{ot}	Ângulo de passo otimizado
Ω_{ot}	Velocidade rotacional otimizada do rotor
M_d	Momento d sobre a <i>nacelle</i> obtido via transformada
M_q	Momento q sobre a <i>nacelle</i> obtido via transformada
$M_{y,i}$	Momentos medidos sobre cada uma das pás
β_d	Ângulo de passo d transformada de Coleman
β_q	Ângulo de passo q transformada de Coleman
M_α	Momento equivalente α transformada de Clarke
M_β	Momento equivalente β transformada de Clarke

β_α	Ângulo de passo α transformada de Clarke
β_β	Ângulo de passo β transformada de Clarke
T_g	Torque do gerador
P_g	Potência do gerador
$\hat{b}_0,$	Coefficiente estimados de uma função de transferência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Motivação	16
1.2	Escopo do Trabalho	18
1.3	Objetivo do Trabalho	19
1.3.1	Objetivos específicos	19
1.4	Organização do Trabalho	19
2	TURBINAS EÓLICAS	20
2.1	Visão geral	20
2.2	Descrição dos principais graus de liberdade	21
2.3	Princípio de funcionamento	23
2.3.1	Aerodinâmica	23
2.3.2	Força, torque e potência	27
2.4	Regiões de Operação	28
2.5	Sistemas de controle	29
2.6	Cargas e esforços mecânicos	30
2.6.1	Simulação do comportamento das cargas	31
2.7	Conclusão	34
3	CONHECIMENTOS RELACIONADOS	35
3.1	Ambiente de Simulação	35
3.2	Turbina de Referência NREL 5MW	37
3.3	<i>Individual Pitch Control</i>	38
3.3.1	Transformada de Coleman	38
3.4	Norma para Medição de Esforços Mecânicos	39
3.5	Simulação de comportamento do sistema	39
3.6	Conclusão	42
4	TRABALHOS RELACIONADOS	43
4.1	Controle para Redução de Esforços	43
4.2	Controle Individual de Passo (IPC)	44
4.2.1	Controle IPC baseado na transformada de Coleman	45
4.2.2	Controle IPC independente das pás	46
4.2.3	Controle baseado na transformada de Clarke	47
4.2.4	Equivalência entre arquiteturas	48
4.3	Controle IPC aplicado a turbinas reais	48
4.4	Conclusão	48

5	PROJETO CONTROLADOR PI ADAPTATIVO	49
5.1	Estimação de Parâmetros	49
5.1.1	Parametrização	49
5.1.2	Lei de adaptação paramétrica	50
5.1.3	Simulação estimação paramétrico RLS	51
5.2	Controlador PI-RLS	57
5.2.1	Lei de controle PI	57
5.2.2	Simulação controlador PI-RLS	58
5.3	Conclusão	62
6	PROJETO PI-RLS-IPC	63
6.1	Arquitetura IPC	63
6.2	Estimador Paramétrico RLS Aplicado a Turbina Eólica	65
6.2.1	Estimador paramétrico aplicado ao momento de <i>tilt</i>	65
6.2.2	Estimador paramétrico aplicado ao momento de <i>yaw</i>	68
6.3	Conclusão	69
7	CONCLUSÃO	71
	REFERÊNCIAS	72
	ANEXO A SISTEMA DE CONTROLE DE REFERÊNCIA	76
A.1	Controle de torque	76
A.2	Projeto de controladores base	76

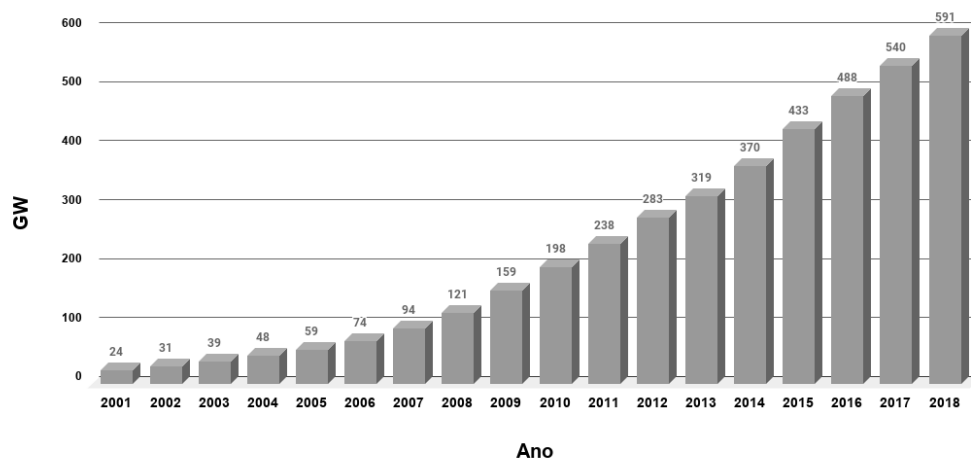
1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A energia é um fator muito importante no desenvolvimento da humanidade. Desde a queima de madeira e combustíveis fósseis à fontes renováveis, a humanidade tem explorado as mais diferentes formas de produção de energia para suprir as suas necessidades. O crescimento populacional e avanços tecnológicos são alguns dos fatores que justificam o aumento de demanda energética ao redor do planeta. Esses fatores, juntamente com a crescente preocupação com questões ambientais, sustentabilidade e variações nos preços dos combustíveis, fizeram crescer ao longo das últimas décadas a exploração de alternativas de fontes de energias renováveis, entre elas a energia eólica.

A utilização da energia proveniente dos ventos data de milhares de anos, através da utilização moinhos para propósitos como a moagem de grãos e bombeamento de água. Entretanto, ao longo das últimas décadas, esta tornou-se umas das principais fontes para produção de energia elétrica ao redor do mundo. O crescimento da capacidade de produção eólica nos últimos anos pode ser visualizado através da Figura 1.

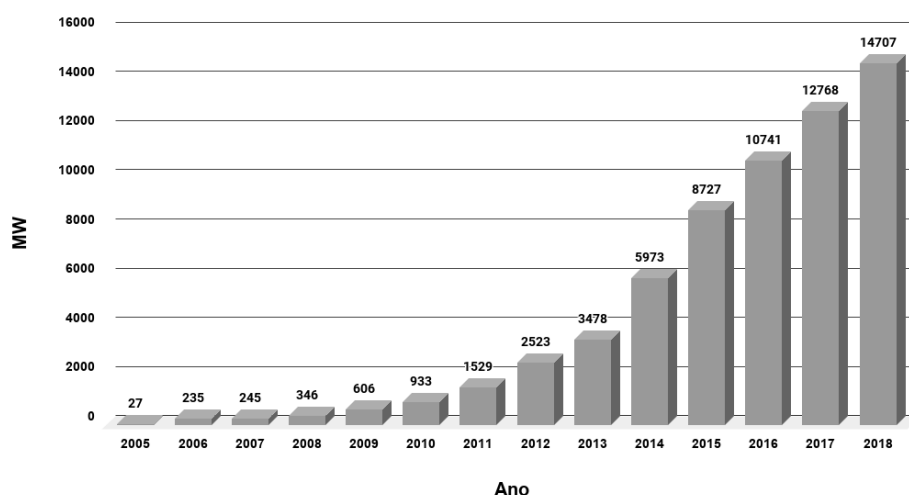
Figura 1: Desenvolvimento da capacidade de produção eólica global acumulativa.



Fonte: GWEC, 2019 [1].

No cenário nacional, o crescimento na exploração da energia eólica acompanha a tendência mundial conforme é possível visualizar através da Figura 2, sendo responsável por 9% da matriz energética brasileira.

Figura 2: Evolução da capacidade de energia eólica instalada no Brasil.



Fonte: ANEEL, 2019 [2].

Para atender o crescimento na demanda, a produção necessita crescer e o custo associado a energia produzida precisa ser competitivo comparado a outras formas de produção. Para isso, o tamanho das turbinas precisam aumentar dado que a energia produzida é diretamente proporcional a área do rotor da turbina. Esta necessidade tem imposto alguns desafios, como o projeto de turbinas mais eficientes, confiabilidade no sistema durante operação, eficiência de transmissão e armazenamento, entre outros. Alternativas tem surgido, como a instalação de turbinas *offshore*, termo em inglês que define instalações realizadas em alto mar, permitindo turbinas maiores e com maior capacidade de produção.

O custo relacionado a produção de energia elétrica por meio de turbinas eólicas é proveniente principalmente de custo de construção da própria turbina. Não havendo muitas possibilidades de melhorar a eficiência das turbinas, seu custo necessita ser reduzido para diminuir o custo da energia produzida pela mesma. Grande parcela do custo de uma turbina esta associada aos componentes estruturais da turbina. Estes componentes, por sua vez, são dimensionados de acordo com os esforços que necessitam suportar durante a operação da turbina. Sendo assim, a redução dos esforços sobre esses componentes leva à redução de materiais para sua construção, e por consequência do seu custo.

Em contrapartida, com o crescente aumento das dimensões das turbinas instaladas, estes sistemas se tornam mais flexíveis e ainda mais complexos. Para ilustrar as dimensões das turbinas atuais, a Figura 3 apresenta a maior turbina instalada no mundo, instalada em 2019 no porto de Rotterdam na Holanda, denominada Haliade-X. Trata-se de uma turbina produzida pela *General Electric* para ser instalada em alto mar, com capacidade

de produção de 12MW, um rotor de 220 metros de diâmetro que atinge 280 metros de altura. Ela se encontra em fase de testes e sua fabricante tem intenção de comercializá-la a partir de 2021 [3].

Figura 3: Haliade-X, a maior turbina eólica do mundo.



Fonte: *General Electric Renewable Energy*, 2019.

Operando sob uma ampla faixa de condições pelas quais são submetidas, as turbinas eólicas são projetadas e construídas para serem simples. Ainda assim, tratam-se de sistemas que acumulam grande complexidade, com dinâmica não linear e sob influência de ventos turbulentos e com velocidades variáveis. O sistema de controle da turbina possui um papel importante na redução de esforços sobre a turbina, bem como a maximização da energia produzida, reduzindo os custos associados a turbina.

Existe uma interação muito grande entre o sistema de controle de uma turbina e os esforços que atuam sobre ela, devido a dinâmica complexa destes sistemas provenientes da relação entre as diversas dinâmicas estruturais da turbina e sua aerodinâmica. Em turbinas eólicas modernas, sistemas de controle complexos são cada vez mais utilizados com o objetivo de auxiliar na redução dos esforços sobre sua estrutura.

1.2 Escopo do Trabalho

Este trabalho tem como escopo a análise e projeto da técnica de controle individual de passo - IPC (*Individual Pitch Control*) para turbinas eólicas, baseado em uma lei adaptativa para ajuste dos ganhos do controlador. O projeto é desenvolvido com auxílio do *software* de simulação FAST (*Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulance*) desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renováveis dos Estados Unidos - NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), integrado ao *software* Matlab/Simulink. Para

simulação é utilizada uma turbina com potência nominal de 5MW já integrada ao *software*, sendo trabalhado dentro da faixa de operação em que a turbina produz capacidade nominal de energia.

1.3 Objetivo do Trabalho

O objetivo deste trabalho é projetar, simular e avaliar o desempenho de uma técnica de controle individual de passo para uma turbina eólica afim de reduzir as cargas mecânicas sobre sua estrutura. Para alcançar este objetivo são exploradas técnicas de controle adaptativo, as quais são implementadas e avaliadas via *software* de simulação FAST.

1.3.1 Objetivos específicos

- Estudo sobre técnicas de IPC;
- Proposta e simulação do algoritmo de identificação de parâmetros do modelo simplificado de esforços mecânicos;
- Simulação do algoritmo de identificação de parâmetros com modelo simplificado sujeito a variações paramétricas;
- Projeto e simulação do controlador adaptativo aplicado ao modelo simplificado;
- Simulação e avaliação do algoritmo adaptativo proposto no software FAST.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho segue a seguinte organização. O Capítulo 1 apresenta uma introdução sobre o trabalho, com a motivação, escopo e seus objetivos. No Capítulo 2 são abordados tópicos relacionados as turbinas eólicas, que auxiliam no entendimento de seu funcionamento e os problemas relacionados. O Capítulo 3 apresenta outros tópicos importantes relacionados ao desenvolvimento deste trabalho. No Capítulo 4 é feita uma breve revisão bibliográfica dos trabalhos que abordam o controle de turbinas eólica e IPC. O Capítulo 5 apresenta a abordagem teórica do projeto do controlador desenvolvido, bem como simulações em sistemas simplificados para a sua validação. No Capítulo 6, a arquitetura IPC é apresentada e avaliada a implementação do controlador desenvolvido. Por fim, o Capítulo 7 faz uma breve conclusão sobre o trabalho.

2 TURBINAS EÓLICAS

Este capítulo tem por objetivo uma apresentação dos principais conhecimentos relacionados a turbinas eólicas. Inicialmente é apresentada uma visão geral sobre turbinas, suas características. São apresentados os principais graus de liberdade da estrutura da turbina. É feita a fundamentação do princípio de funcionamento de turbinas eólicas. São apresentadas as de regiões de operação que turbina a turbina funciona, os sistemas básicos de controle que atuam sobre ela e, por fim, as cargas e esforços que atuam sobre ela.

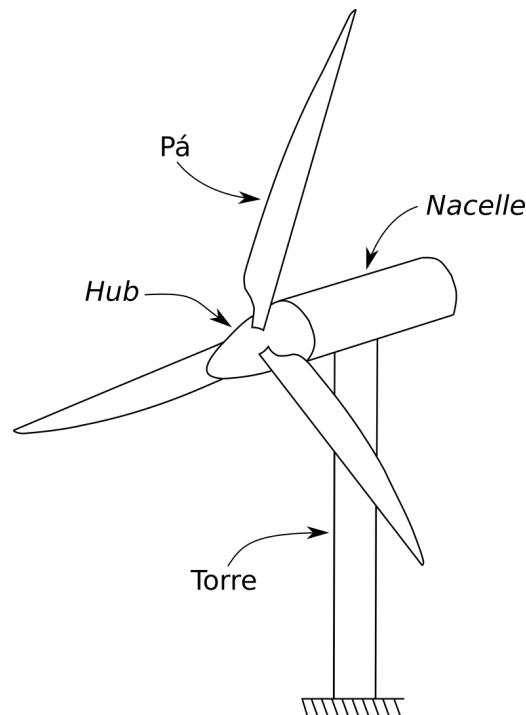
2.1 Visão geral

Turbinas eólicas apresentam várias configurações e dimensões. A estrutura mais amplamente utilizada é a que possui as pás conectadas a um eixo horizontal, denominado turbina eólica de eixo horizontal - HAWT (*Horizontal-axis Wind Turbine*). Esse modelo ainda pode variar em relação ao seu número de pás, diâmetro do rotor, altura, potência nominal e estratégias de controle [4]. A Figura 4 exemplifica a estrutura de uma turbina do tipo HAWT e seus principais componentes.

Usualmente, os rotores das turbinas possuem três pás as quais são conectadas ao *hub* e promovem a rotação do eixo da turbina que é conectada a um gerador que se encontra dentro da *nacelle*. O rotor da turbina rotaciona a uma velocidade que varia de 10 a 50 RPM, enquanto o gerador funciona a velocidades muito maiores, sendo a necessário a utilização de um sistema de engrenagens dependendo da configuração do gerador.

As turbinas de eixo horizontal são projetadas para que o fluxo de vento incida de forma perpendicular ao rotor. Para tal, sensores são utilizados para medir a direção do vento em relação a turbina. Um mecanismo é responsável por manobrar a *nacelle* na orientação correta para maior incidência de vento sobre o rotor. Os mais variados tipos de sensores estão presentes na turbina, o anemômetro é um exemplo, com função de medir a velocidade do vento.

Figura 4: Turbina eólica HAWT e suas principais partes.



Fonte: Elaborado pelo autor.

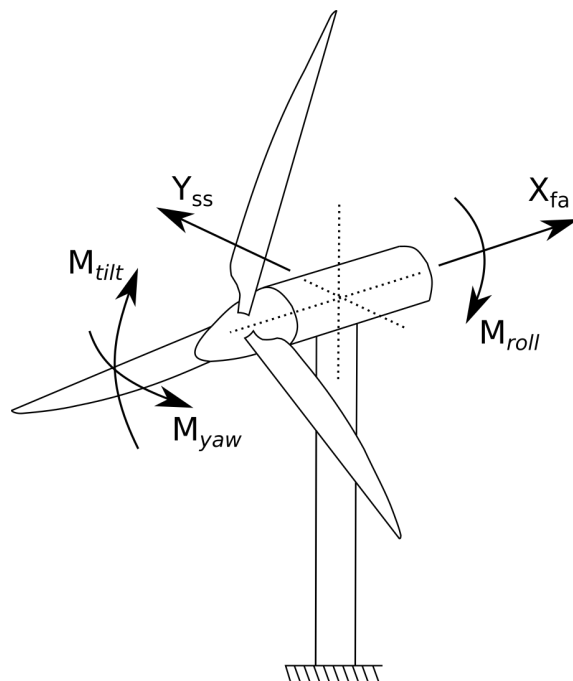
2.2 Descrição dos principais graus de liberdade

Por se tratarem de elementos que apresentam algum grau de flexibilidade, os componentes de uma turbina eólica acabam sofrendo certos movimentos. A Figura 5 ilustra os principais graus de liberdade de uma turbina eólica. O topo da turbina sofre deslocamentos translacionais em relação a incidência de vento nos sentidos longitudinal (X_{fa}) e lateral (Y_{ss}), bem como movimentos rotacionais nos eixos de rotação, arfagem e guinada, os quais geram seus respectivos momentos M_{roll} , M_{tilt} e M_{yaw} .

A posição das pás no disco do rotor é dado pelo ângulo azimuth (Ψ), definido como sendo zero quando a pá convencionada como número 1 está apontada para cima.

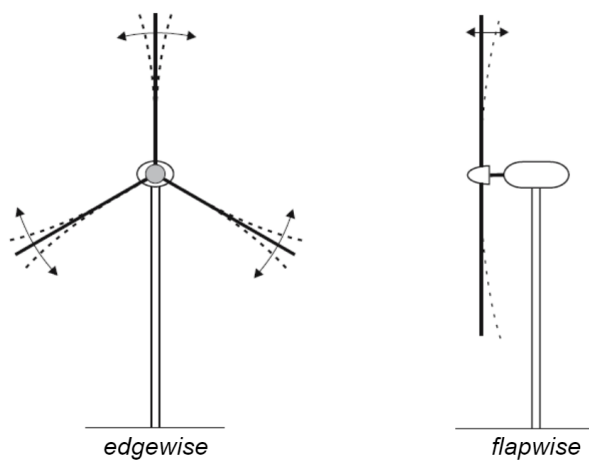
As pás sofrem movimentos oscilatórios nos sentidos normal e tangencial do plano do rotor, os quais provocam seus respectivos esforços de momento, denominados *edgewise* e *flapwise*, conforme Figura 6.

Figura 5: Movimentos translacionais e rotacionais de uma turbina.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 6: Movimentos *edgewise* e *flapwise* das pás.



Fonte: Adaptado de [5].

2.3 Princípio de funcionamento

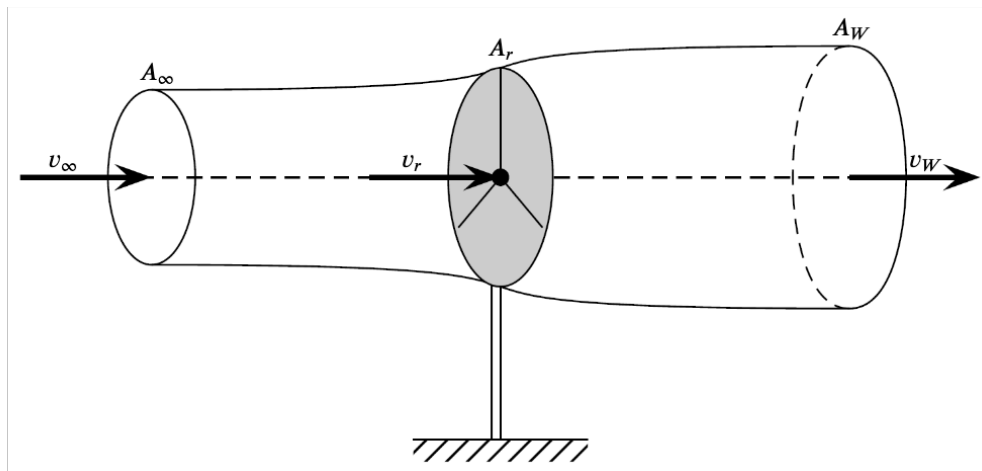
2.3.1 Aerodinâmica

O estudo aerodinâmico de turbinas eólicas é responsável por descrever as forças exercidas pelo fluxo de ar sobre a turbina. As duas principais abordagens para elaboração dos modelos aerodinâmicos de turbinas eólicas são a teoria do disco e a teoria do elemento da pá. Essas teorias são importantes pois ajudam a compreender o processo de conversão de energia realizado pela turbina, bem como o entendimento a respeito das cargas aerodinâmicas sobre a turbina.

2.3.1.1 Teoria do disco

Este modelo é baseado na teoria do momento. A turbina é representada através de seu rotor, descrito como um disco, elemento responsável por extrair a energia do vento [5]. Este disco é considerado imerso dentro de um fluxo de ar, conforme ilustrado na Figura 7.

Figura 7: Fluxo de ar sobre o disco do rotor.



Fonte: Adaptado de [5].

Devido a atuação do disco do rotor sobre o fluxo de ar, a velocidade do vento a montante v_∞ é maior que a velocidade do vento a jusante v_W . Consequentemente, o tubo que representa a região do fluxo de ar sobre o disco do rotor apresenta a área a montante A_∞ menor que a área do disco A_r , a qual também é menor do que a área a jusante A_W [6]. Isso ocorre pois, por definição, a razão de fluxo de massa necessita ser a mesma em qualquer ponto dentro do tubo, ou seja

$$\rho A_\infty v_\infty = \rho A_r v_r = \rho A_W v_W, \quad (1)$$

sendo ρ a densidade do ar e v_r a velocidade do vento na área do rotor.

O ar que atravessa o disco sofre uma queda de velocidade definida por $v_\infty - v_W$, a qual se relaciona diretamente com a força desenvolvida pelo rotor

$$F_r = (v_\infty - v_W)\rho A_r v_r. \quad (2)$$

Normalmente, a velocidade do vento sobre o disco é definida como:

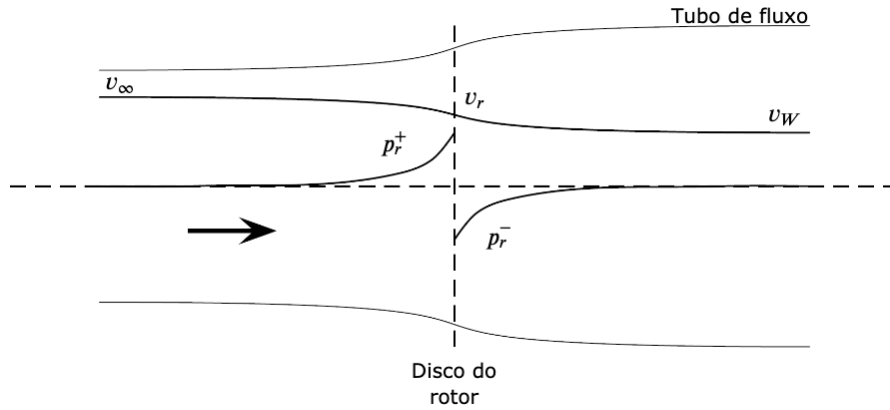
$$v_r = (1 - a)v_\infty, \quad (3)$$

onde a é o fator de interferência do fluxo axial. A força sobre o disco F_r é originada pela queda de pressão induzida pelo disco do rotor:

$$F_r = (p_r^+ - p_r^-)A_r = (v_\infty - v_W)\rho A_r v_\infty (1 - a), \quad (4)$$

onde p_r^+ e p_r^- são as pressões de ar imediatamente antes e depois do disco, respectivamente. A Figura 8 ilustra as variações de velocidade e pressão ao longo do tubo de fluxo.

Figura 8: Velocidades e pressões através do tubo de fluxo.



Fonte: Adaptado de [5].

É necessário a utilização da equação de Bernoulli para se obter a queda de pressão sobre o disco do rotor. Esta equação define que, sob condições estáveis, a energia total associada ao fluxo de fluido se mantém constante devido a não realização de trabalho por parte do próprio fluido. Como não existe trabalho associado ao vento a montante (v_∞) e a jusante (v_W), somente pelo rotor da turbina:

$$\frac{1}{2}\rho v_r^2 + p_r^+ + \rho g z = \frac{1}{2}\rho v_\infty^2 + p_0 + \rho g z, \quad (5)$$

$$\frac{1}{2}\rho v_r^2 + p_r^- + \rho g z = \frac{1}{2}\rho v_W^2 + p_0 + \rho g z, \quad (6)$$

onde g é a aceleração da gravidade, z é o altura em metros do fluido no sistema e p_0 é a pressão atmosférica. Subtraindo (6) de (5), obtêm-se:

$$p_r^+ - p_r^- = \frac{1}{2}\rho(v_\infty^2 - v_W^2) \quad (7)$$

Substituindo (7) em (4):

$$v_W = (1 - 2a)v_\infty. \quad (8)$$

Através da resolução destas equações é possível afirmar que esta teoria se aplica para fatores de interferência de fluxo axial (a) inferiores a 0,5. Isso é percebido pois aumentando esse fator, a velocidade do vento a jusante (v_w) se torna negativa para valores superiores de a . A força produzida pelo disco do rotor através do fluxo de ar é definida como:

$$F_r = 2\rho A_r v_\infty^2 a(1 - a). \quad (9)$$

A potência extraída do vento pelo disco do rotor é dada por:

$$P_r = F_r v_r = 2\rho A_r v_\infty^3 a(1 - a)^2. \quad (10)$$

A potência total disponível no fluxo de ar P_w passando por uma determinada seção transversal A com uma velocidade v_w é definida como:

$$P_w = \frac{1}{2}\rho A v_w^3. \quad (11)$$

Como a potência cinética do vento não pode ser extraída em sua totalidade pela turbina, é definido uma razão que representa a capacidade da turbina eólica extrair energia do vento, definido como coeficiente de potência:

$$C_P = \frac{P_r}{P_w}. \quad (12)$$

Substituindo (10) e (11) em (12) e assumindo as características do rotor:

$$C_P = \frac{2\rho A_r v_\infty^3 a(1 - a)^2}{\frac{1}{2}\rho A_r v_\infty^3} = 4a(1 - a)^2. \quad (13)$$

O coeficiente de potência é característico de cada turbina, de acordo com seu design e eficiência, sendo seu máximo valor possível definido pelo limite de Betz, $C_{P_{max}} = 16/27 = 0,593$ [6].

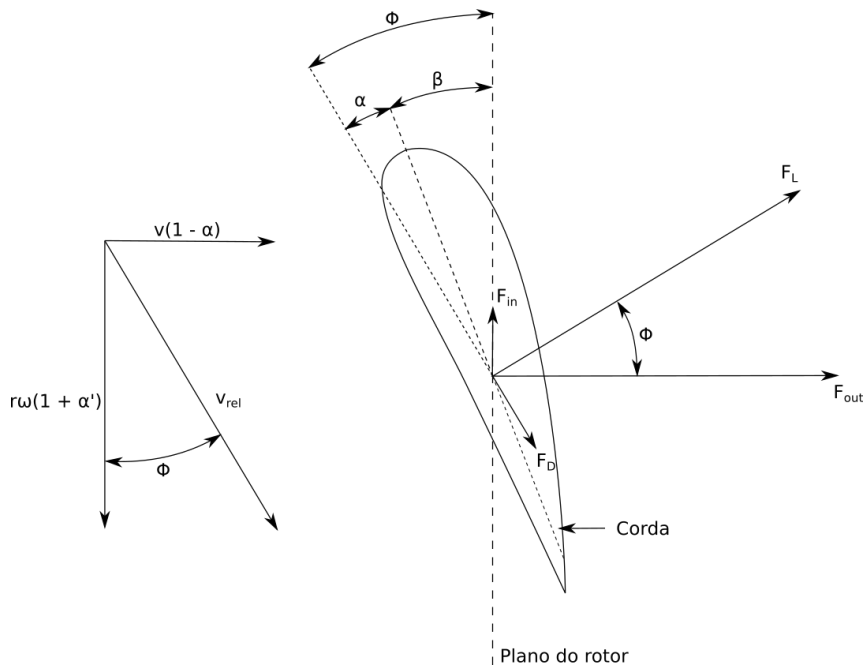
2.3.1.2 Teoria do elemento da pá

A teoria da aerodinâmica sobre as pás é importante para entender o comportamento da turbina eólica, possibilitando o desenvolvimento das equações de torque, potência e impulso axial sobre o sistema. Essa teoria se baseia na análise das forças aerodinâmicas

aplicadas aos infinitesimais elementos da pá da turbina, os quais podem ser tratados independentemente.

A Figura 9 ilustra o corte da seção transversal da pá de uma turbina, bem como as forças aerodinâmicas que atuam sobre ela. O elemento da pá rotaciona através do fluxo de ar no plano do rotor a uma velocidade relativa v_{rel} , a qual é uma relação entre o fluxo de vento incidente sobre a turbina v_∞ e a velocidade tangencial da pá $\Omega_r r$. O fluxo de ar sobre a pá produz uma pressão diferencial, resultando em uma força perpendicular a direção deste fluxo, denominada de força de sustentação F_L . Adicionalmente, uma força normal ao fluxo de ar é gerada, denominada força de arrasto F_D .

Figura 9: Forças sobre a pá de uma turbina.



Fonte: Adaptado de [5].

As forças de sustentação e arrasto sobre o elemento da pá são determinadas pelos seus respectivos coeficientes C_L e C_D :

$$F_L = \frac{\rho c}{2} v_{rel}^2 C_L(\alpha), \quad (14)$$

$$F_D = \frac{\rho c}{2} v_{rel}^2 C_D(\alpha), \quad (15)$$

onde c é comprimento de corda do elemento da pá. Ambos coeficientes são funções do ângulo de incidência (α), também denominado ângulo de ataque, definido com o ângulo entre o fluxo de vento e a corda da pá. Como definido na Figura 9:

$$\alpha = \phi - \beta, \quad (16)$$

onde ϕ é o ângulo entre o fluxo de ar e o plano do rotor e β é o ângulo entre a corda da pá e o plano do rotor, também denominado ângulo de passo.

As forças de sustentação e arrasto são convertidas em uma componente normal F_{out} e outra tangencial F_{in} ao plano do rotor. A componente normal é responsável pela força de impulsão, expressa por:

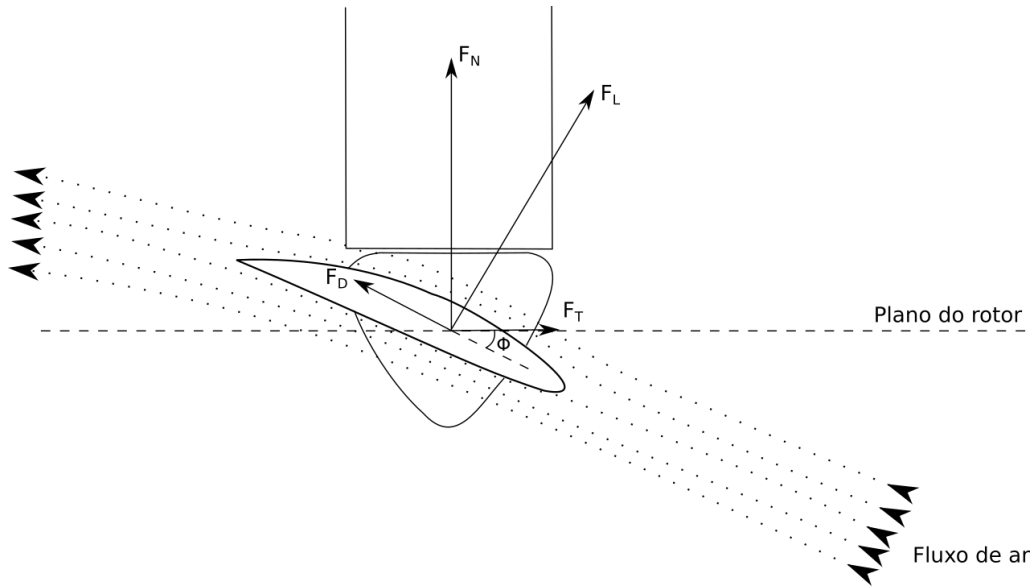
$$F_T = \frac{\rho c}{2} v_{rel}^2 r (C_L(\phi - \beta) \cos(\phi) + C_D(\phi - \beta) \sin(\phi)). \quad (17)$$

Em contrapartida, a força tangencial é responsável pelo torque rotacional, expresso por:

$$\tau_r = \frac{\rho c}{2} v_{rel}^2 r (C_L(\phi - \beta) \sin(\phi) - C_D(\phi - \beta) \cos(\phi)). \quad (18)$$

A força de impulsão F_T necessita ser suportada pelos componentes estruturais da turbina, como rotor, torre e fundações. Enquanto o torque rotacional τ_r produz o trabalho útil à turbina. Essas forças podem ser melhor visualizadas na Figura 10.

Figura 10: Principais forças sobre a turbina.



Fonte: Adaptado de [7].

Ambas as forças de sustentação e arrasto contribuem para força impulsão F_T , enquanto o torque rotacional τ_r recebe contribuição da força de sustentação e inversa pela força de arrasto. A partir disso, uma elevada razão $\frac{C_L}{C_D}$ é desejada para maior eficiência da turbina, e assim maior desenvolvimento de trabalho útil.

2.3.2 Força, torque e potência

A força de impulsão (T_r) atuando sobre a região do rotor e o torque total (Q_r) desenvolvido pela turbina são obtidos através da integração de (17) e (18) ao longo do com-

primento das pás. A força, torque e potência da turbina são definidos a partir de seus respectivos coeficientes:

$$T_r = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 C_T(\lambda, \beta) v^2, \quad (19)$$

$$Q_r = \frac{1}{2} \rho \pi r^3 C_Q(\lambda, \beta) v^2, \quad (20)$$

$$P_r = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 C_p(\lambda, \beta) v^3, \quad (21)$$

onde C_T , C_Q e C_P são os coeficiente de impulsão, torque e potência da turbina, respectivamente, v é a velocidade do vento sobre a turbina, antes definido como v_∞ , β é o ângulo de passo das pás e λ é a razão de velocidade da ponta das pás, que relaciona a velocidade tangencial da ponta da pá com a velocidade do vento, definida como:

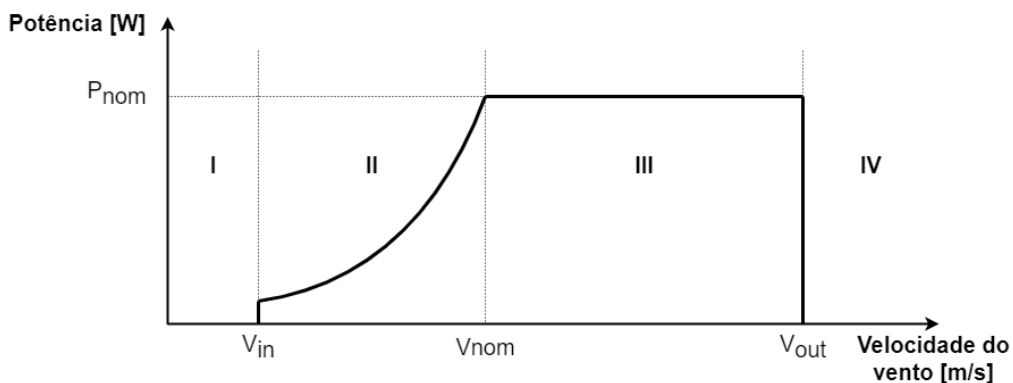
$$\lambda = \frac{\Omega_r R}{v}. \quad (22)$$

onde Ω é a velocidade rotacional do rotor. Os parâmetros β e λ são de fundamental importância para o funcionamento da turbina, pois juntos determinam as condições de operação da turbina, permitindo a manipulação dos seus pontos de operação.

2.4 Regiões de Operação

Turbina eólicas trabalham em diferentes regiões de operação de acordo com a velocidade do vento. A Figura 11 mostra a curva de potência de uma turbina em função da velocidade do vento, dividindo seu funcionamento em quatro regiões principais. Essas regiões são delimitadas pelos pontos de operação específicos de cada turbina, sendo estes: a velocidade inicial (v_{in}), a velocidade nominal (v_{nom}) e a velocidade final de operação (v_{out}).

Figura 11: Regiões de operação de uma turbina eólica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Região I, devido a velocidade do vento ser muito baixa, a turbina não é colocada em funcionamento. Quando o vento está entre velocidade inicial (v_{in}) e a velocidade nominal (v_{nom}), a turbina se encontra na Região II, operando em velocidade de rotor variável para capturar a máxima potência possível. Quando o vento está entre a velocidade nominal (v_{nom}) e a velocidade máxima de operação (v_{out}), a turbina se encontra na Região III, operando de modo a limitar a geração de energia para evitar sobrecarga do gerador e outros elementos. Quando a velocidade do vento é acima da velocidade máxima especificada (v_{out}), a turbina é desliga, parando de produzir energia afim de prevenir possíveis danos a estrutura.

2.5 Sistemas de controle

O objetivo primário do controle de uma turbina é maximizar a energia extraída do vento, mantendo o sistema dentro de seus limites operacionais. Além disso, é desejável que o sistema de controle seja capaz de reduzir as cargas mecânicas sobre a turbina [5].

A maioria das turbinas eólicas utilizadas atualmente possuem atuação sobre o passo das pás e velocidade variável, sendo sua estratégia básica de controle muito bem definida. Primeiro, o sistema elétrico da turbina permite a sua operação em velocidades variáveis, bem como o ajuste da demanda de torque por parte do gerador. Este controle é possível através da atuação sobre conversor de frequência ligado ao gerador da turbina. Segundo, a potência gerada pela turbina é limitada rotacionando suas pás entorno de seus eixos longitudinais.

O sistema elétrico é desenvolvido para que o gerador trabalhe em velocidades independentes da frequência do sistema elétrico em que a turbina está conectada. Sendo assim, o torque do gerador é independente da sua velocidade. A unidade de controle do conversor controla a tensão e corrente do gerador afim de que o torque aerodinâmico seja comandado pelo sistema de controle da turbina.

Portanto, o controle primário é definido como controle de velocidade e potência. O controlador trabalha para maximizar a potência gerada enquanto mantém a turbina dentro de seus limites de operação. Conforme apresentado na Seção 2.4, o controlador irá atuar de acordo com a região de operação em que a turbina se encontra.

Na Região II, a turbina opera com velocidade variável, ou seja, a velocidade e/ou torque do gerador podem ser variados para extrair a máxima energia possível do vento. Assim, o objetivo do controlador é operar de maneira que mantenha o coeficiente de potência de turbina em um valor máximo $C_{P,max}(\lambda_{ot}, \beta_{ot})$. Como o ângulo de passo ótimo β_{ot} não depende da velocidade do vento v , o ângulo de passo das pás é mantido constante nesse modo de operação. Em contrapartida, como a própria definição sugere, a razão ótima de velocidade da ponta da pás λ_{ot} é uma função da velocidade do rotor e do vento. Para operar nessa razão ótima, a turbina necessita operar com uma velocidade que

depende da velocidade do vento:

$$\Omega_{ot} = \frac{\lambda_{ot} v}{r}. \quad (23)$$

Sendo assim, o controle atua somente sobre uma variável, o torque do gerador, para rastrear a velocidade ideal do rotor. Essa estratégia é definida como rastreo do ponto de maior potência - MPPT (*Maximum Power Point Track*).

Na Região III, existe mais energia passível de ser capturada do que a turbina pode suportar. O objetivo do controlador é limitar a potência e velocidade da turbina. Para isso, o ângulo de passo das turbinas é alterado, modificando o coeficiente de potência da turbina. Isso é alcançado com a limitação do coeficiente de potência C_p através da variação dos ângulo de passo das pás. O ângulo das pás é alterado para diminuir as cargas aerodinâmicas sobre o rotor, reduzindo a velocidade do rotor. Essa técnica é definida como controle coletivo de passo - CPC (*Collective Pitch Control*).

2.6 Cargas e esforços mecânicos

As cargas e esforços que atuam sobre uma turbina eólica podem ser divididas em duas categorias, cargas aerodinâmicas e gravitacionais, de origem externa, e cargas estruturais, de origem interna. Ambas se relacionam através dos acoplamentos aeroelásticos do sistema. As forças aerodinâmicas sobre o rotor da turbina são resultado da ação dos ventos sobre as suas pás, sendo que esses ventos apresentam flutuações em suas velocidades ao longo do tempo. Parte dessas flutuações são de natureza periódica, aparecendo em frequências múltiplas a do rotor, enquanto outra é estocástica. De modo geral, essas flutuações são causadas pelo seguintes fenômenos [8]:

- cisalhamento vertical e horizontal do vento;
- sombreamento da torre;
- turbulência;
- desalinhamento dos ângulos de arfagem (*Tilt*) e guinada (*Yaw*);

O estudo realizado em [9] mostra a existência de uma relação entre oscilações de potência e a incidência de ventos sobre as cada uma das pás de uma turbina. Foi observada a diferença de potência gerada relativa a cada uma das pás de acordo com a posição em que cada uma se encontra. Mais precisamente, foi observado que quando as pás se encontram totalmente apontadas para cima o vento incide com uma velocidade maior do que quando estas estão apontadas para baixo. Os resultados obtidos neste estudo demonstram o efeito do fenômeno conhecido como cisalhamento do vento (*Wind Shear*). Como

consequência deste fenômeno, a turbina apresenta oscilações periódicas com frequência igual a três vezes a frequência de giro do rotor (3p).

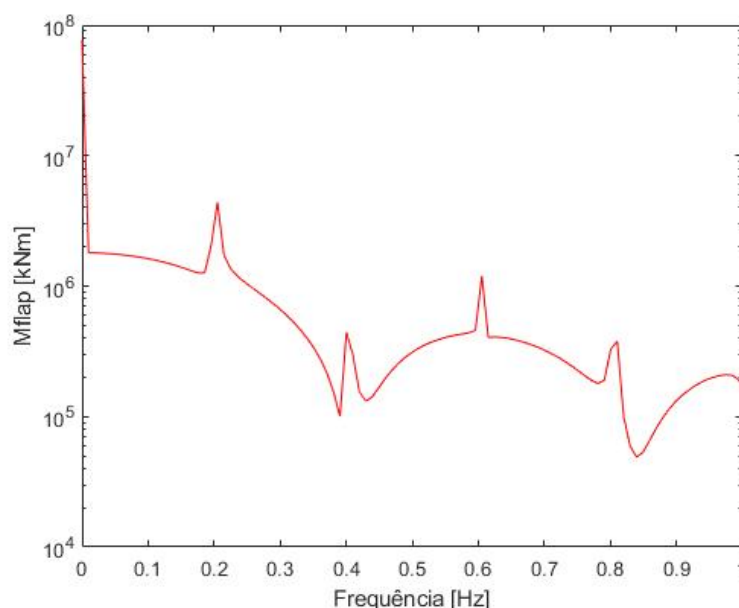
O efeito de sombreamento da torre (*Tower Shadow*), é analisado em [10]. Neste trabalho são observados pulsações de potência recorrente da passagem de cada uma das pás em frente a torre da turbina. Como é possível constatar, quando cada uma das pás passa paralela à torre existe uma diminuição do fluxo de vento no disco do rotor devido ao bloqueio físico realizado pela própria torre. Os efeitos causados pelo sombreamento da torre, igualmente ao cisalhamento do vento, apresentam frequência três vezes maior a frequência de giro do rotor (3p).

2.6.1 Simulação do comportamento das cargas

Para auxiliar no entendimento do comportamento da turbina sob o efeitos destas cargas foram realizadas simulações e apresentados os seguintes gráficos. É apresentado apenas o gráfico de comportamento apenas de uma das pás e do momento de maior relevância.

A Figura 12 apresenta o gráfico do espectro de frequência do momento *flapwise* de uma das pás. Devido a velocidade nominal do rotor da turbina simulada ser de 12,1 rpm, é possível visualizar na Figura 12 a maior partes dos esforços concentrados na frequência rotacional da pá ($\approx 0,2$ Hz) e seus múltiplos, além da maior parte dos esforços que estão em 0p.

Figura 12: Espectro de frequência do momento *flapwise* de uma pá.

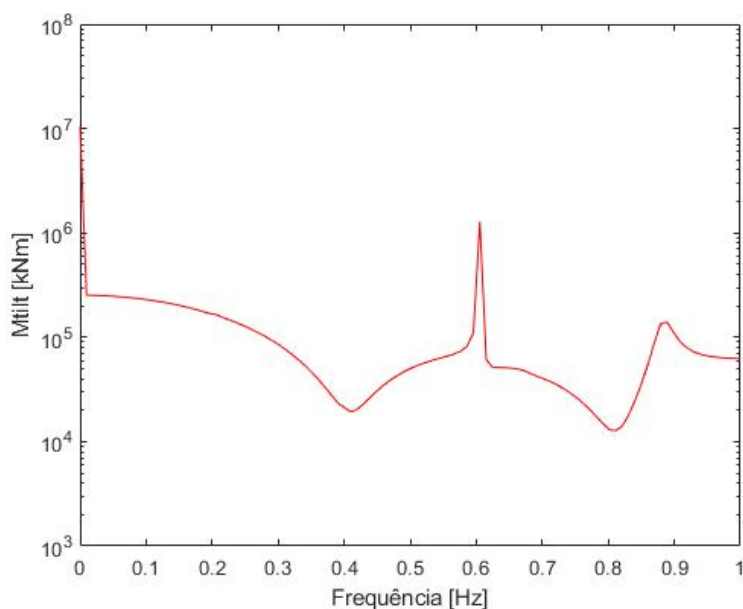


Fonte: Elaborado pelo autor.

Adicionalmente, os esforços sobre as pás causam oscilações não somente sobre elas,

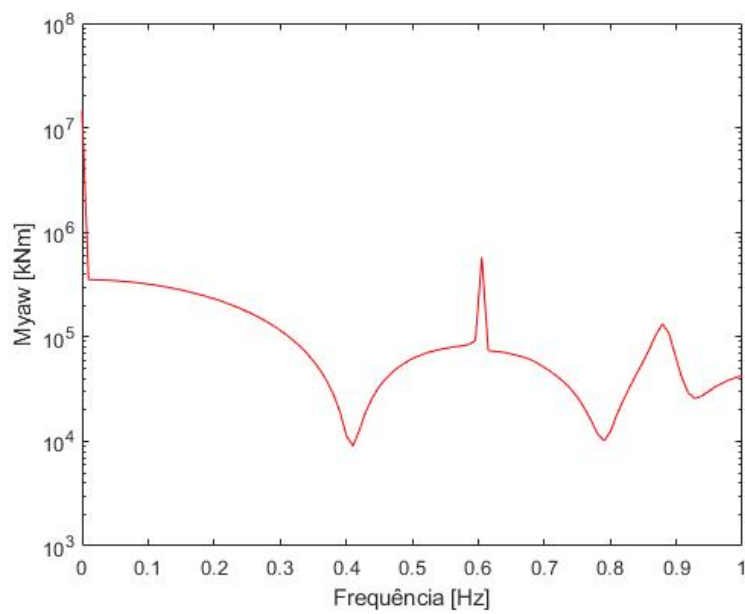
bem como, nos elementos estruturais não rotacionais da turbina. No caso de uma turbina e três pás, os esforços com frequências múltiplas à frequência $1p$ da pá são transpostos em esforços não rotacionais com frequências adjacentes às frequências múltiplas de $3p$. Por exemplo, os momentos sobre as pás com frequência $1p$ são transpostos em uma componente estático $0p$ no sistema de coordenadas não rotacional da turbina, enquanto que os esforços estruturais não rotacionais com frequência $3p$ são transpostos no sistema rotacional das pás em componentes $2p$ e $4p$. Para visualizar esta relação entre os momentos rotacionais e fixos, as Figuras 13 e 14 apresentam os momentos de guinada e arfagem sobre a torre da turbina. É possível notar a concentração dos esforços nas frequências $0p$ e $3p$ em ambos momentos apresentados.

Figura 13: Espectro de frequência do momento *tilt* sobre o topo da torre.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 14: Espectro de frequência do momento *yaw* sobre o topo da torre.



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.7 Conclusão

Este capítulo apresentou os principais conhecimentos relacionados a turbinas eólicas. Foi dada uma visão geral sobre turbinas, suas características, apresentando seus principais graus de liberdade. Foi realizada fundamentação dos princípios de funcionamento de turbinas eólicas. Foram também discutidos, as regiões de operação que turbina a turbina funciona, os sistemas básicos de controle que atuam sobre ela e, por fim, as cargas e esforços que atuam sobre ela.

3 CONHECIMENTOS RELACIONADOS

Este capítulo aborda alguns tópicos fundamentais para o desenvolvimento do trabalho, além dos tópicos apresentados anteriormente relativos a turbinas eólicas. Inicialmente é falado sobre o *software* utilizado para simulação, suas características, estrutura e peculiaridades. É definida a turbina usada como referência ao longo do trabalho. É apresentada o conceito da técnica de controle de interesse. É apresentada a norma que serve como referência para as medidas de esforços sobre turbinas eólicas.

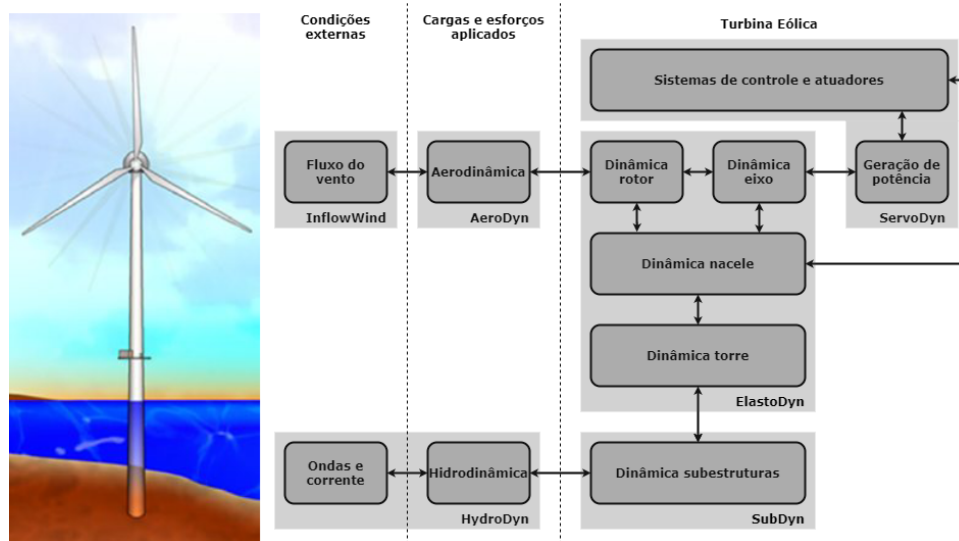
3.1 Ambiente de Simulação

FAST [11] é um software desenvolvido pela NREL para simulação do comportamento dinâmico de turbinas eólicas. Ele engloba modelos aerodinâmicos, modelos hidrodinâmicos para turbinas instaladas na água, modelos dos sistemas elétricos, modelos dinâmicos estruturais e controle, os quais possibilitam a simulação do comportamento do sistema no domínio do tempo. Esta ferramenta possibilita a análise de uma vasta configurações de turbinas. O FAST é baseado em modelos de engenharia avançados, derivados de leis fundamentais, mas com apropriadas simplificações, fornecendo soluções computacionais e dados de teste. A Figura 15 apresenta um diagrama que exemplifica a arquitetura de subsistemas presentes no FAST.

O modelo da turbina presente no FAST é de elevada complexidade e apresenta um comportamento muito próximo da realidade. Para um turbina de três pás, o modelo apresenta 24 graus de liberdade, os quais podem serem utilizados ou não de acordo com a necessidade de simulação.

A partir da suas oitava versão, a qual é utilizada neste trabalho, o FAST foi remodelado em uma nova estrutura, tornando-o mais modularizado. Cada módulo possui suas próprias entradas, saídas, estados e parâmetros. Essa estrutura é representado na Figura 16 com os principais módulos disponíveis.

FAST é o módulo principal, responsável por interconectar os demais, permitindo a comunicação entre eles e formando a dinâmica completa de uma turbina eólica. A função de cada um dos principais módulos é apresentada abaixo.

Figura 15: Estrutura do *software* FAST.

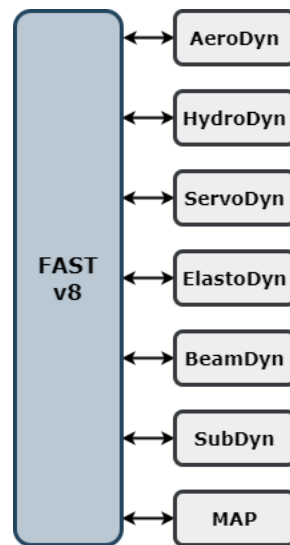
Fonte: Adaptado de [11]

- **AeroDyn:** implementa o modelo aerodinâmico de turbinas eólicas de eixo horizontal.
- **HydroDyn:** para turbinas *offshore*, implementa a hidrodinâmica sobre a turbina.
- **ServoDyn:** módulo de controle e acionamentos do sistema. Contempla os sistemas de controle, sensores e atuadores da turbina.
- **ElastoDyn:** implementa o modelo da dinâmica estrutural de um turbina eólica de eixo horizontal.
- **BeamDyn:** implementa a dinâmica estrutural das pás da turbina.
- **SubDyn:** para turbinas *offshore*, implementa a dinâmica subestrutural de turbinas fixas.
- **MAP:** para turbinas *offshore*, implementa a dinâmica de cabos e amarrações associadas a estrutura da turbina.

O FAST é formado por uma série de arquivo de textos que contém as respectivas informações relacionadas a turbina de interesse. Estes arquivos permitem a configuração de acordo com a necessidade de simulação, permitindo, por exemplo, a ativação ou não de determinados graus de liberdade da turbina.

Este *software* tem se mostrado uma ferramenta consolidada no meio acadêmico tendo em vista sua ampla utilização na validação de trabalhos científicos. Isso se justifica pela dificuldade na utilização de uma turbina real para realização de testes, sendo necessário a utilização de softwares capazes de representar estes sistemas da forma mais próxima da

Figura 16: Arquitetura FAST v8.



Fonte: Adaptado de [].

realidade. Além da sua disponibilização gratuita a partir do site da NREL, mediante um cadastro simples, e possibilidade de utilização integrada junto ao *Simulink/Matlab*.

3.2 Turbina de Referência NREL 5MW

Juntamente com o *software* FAST, a NREL desenvolve e disponibiliza uma série de modelos de turbinas para serem trabalhadas. Dentre estes modelos, se encontra a turbina de referência NREL 5MW [13]. Esse modelo foi desenvolvido para representar o comportamento de turbinas eólicas de grande porte, sendo baseado em diversas turbinas disponíveis comercialmente.

A turbina de referência NREL 5MW se trata de uma turbina de três pás de velocidade variável e sistema de controle de passo, permitindo a implementação de controladores individuais de passo das pás. As principais características desta turbina são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Propriedades da turbina NREL 5MW.

Potência nominal	5 MW
Configuração do rotor	Montante, 3 pás
Diâmetro do rotor	126 m
Controle	Velocidade variável, controle de passo
v_{in}	3 m/s
v_{nom}	11,4 m/s
v_{out}	25 m/s
Velocidade nominal do rotor	12.1 rpm

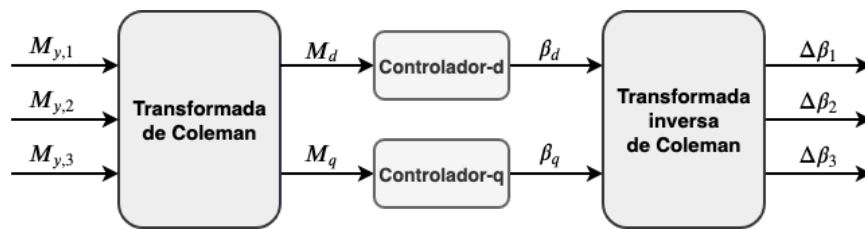
Fonte: Extraído de [13].

Essa turbina [13] foi escolhida como modelo a ser utilizado ao longo desta dissertação por estar presente em diversos estudos que envolvem controle IPC de turbinas eólicas, permitindo uma facilidade na comparação e reprodução dos resultados. Além disso, este modelo se encontra implementado dentro do *software* FAST.

3.3 Individual Pitch Control

Turbinas eólicas modernas permitem que o ângulo de passo de cada uma de suas pás seja manipulado individualmente. Essa técnica é denominada controle individual de passo - IPC e tem por objetivo a redução de cargas assimétricas que atuam sobre a turbina, conforme apresentado na Seção 2.6. Os efeitos causados por estas cargas assimétricas podem ser atenuados com a variação do ângulo de cada uma das pás de acordo com o esforço aerodinâmico incidente sobre cada uma. Apesar dos muitos estudos sobre esta técnica, a grande maioria se baseia na arquitetura apresentada por [14], ilustrado na Figura 17.

Figura 17: Arquitetura básica IPC.



Fonte: Adaptado de [14]

Os controladores são projetados e atuam em um sistema de coordenadas fixo. Os momentos podem ser medidos no eixo da turbina M_d e M_q , e/ou através da transformação dos esforços medidos nas raízes das pás $M_{y,i}$. Ambos controladores são projetados para reduzir seu respectivo momento à zero, ou o menor valor possível em relação a possibilidade do sistema, através de uma compensação sobre o ângulo de cada uma das pás $\Delta\beta_i$.

3.3.1 Transformada de Coleman

A dinâmica das pás de uma turbina eólica são expressas normalmente em termos de um sistema de coordenadas rotacional fixo em cada uma das pás. Entretanto, o rotor da turbina reage como um todo aos eventos que ocorrem, como as variações do vento, ações de controle e movimentos da torre e *nacelle*, os quais ocorrem em um sistema de coordenadas não rotacional. Do mesmo modo, os demais subsistemas da turbina veem os efeitos sobre o rotor de uma maneira associada, e não isoladamente sobre cada uma das pás. Por conta disso, a transformação de coordenadas auxilia na integração das dinâmicas individuais das pás com o sistema da turbina e as representa em um sistema de coordenadas

fixo. Essa transformação é referida como transformação de coordenadas multipás - MBC (*Multi-Blade Coordinate Transformation*), transformação de coordenadas de Fourier e transformação de Coleman [15].

Mais detalhes sobre a Transformada de Coleman são apresentados no próximo capítulo.

3.4 Norma para Medição de Esforços Mecânicos

O padrão internacional no que se refere turbinas eólicas é a IEC 61400, publicado pela Comissão Internacional de Eletrotécnica. Trata-se de um conjunto de requisitos para assegurar o pleno funcionamento da turbina eólica durante sua vida útil. Os padrão nela disposto cobrem os mais diversos aspectos, como condições do ambiente de instalação, teste de equipamentos, montagem e operação. A norma IEC-61400-13 [16] descreve as medições fundamentais de esforços nas estruturas da turbina eólicas para o propósito de simulação e validação de modelos.

3.5 Simulação de comportamento do sistema

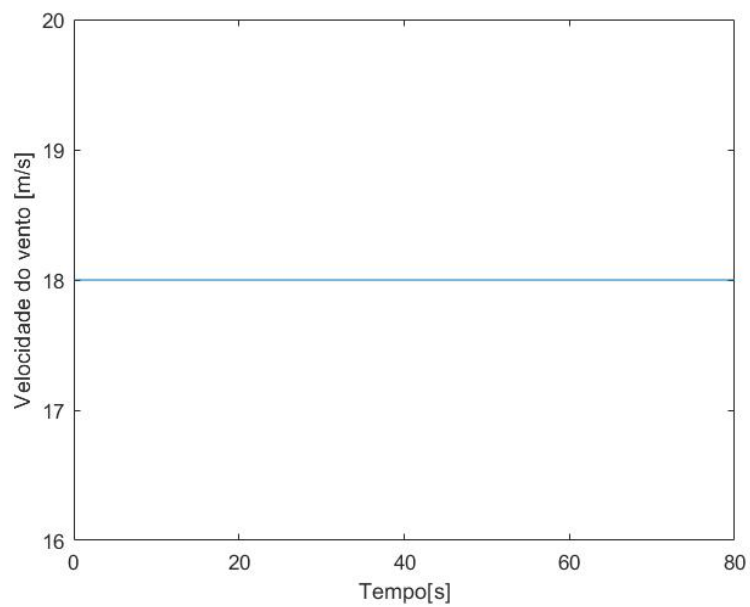
Através da simulação do comportamento do sistema da turbina é possível verificar a importância das técnicas de controle para redução de esforços sobre turbinas eólicas. Para essas simulações é aplicado uma entrada temporal de vento uniforme sobre a turbina com velocidade de 18m/s, conforme Figura 18. Nesta velocidade, a turbina se encontra na Região III, sendo aplicada a técnica de controle CPC utilizando controle clássico PID, conforme apresentado no Anexo A.

A Figura 19 mostra o momento medido sobre a raiz de uma das pás da turbina. As demais pás apresentam o mesmo comportamento, com uma defasagem de 120 graus. É utilizada uma janela de amostragem que corresponde a cinco vezes a frequência de rotação do rotor da turbina (12.1rpm).

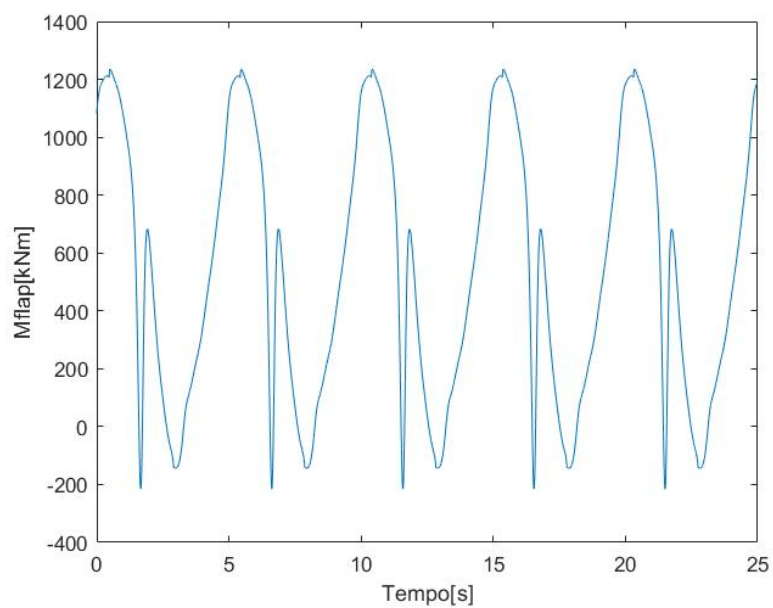
As Figuras 20 e 21 apresentam os momentos de M_{yaw} e M_{tilt} , respectivamente, sobre o topo da torre da turbina. É utilizada uma janela de tempo que abrange um período da rotação do rotor.

É possível visualizar a repetição de um padrão de comportamento dentro deste período. Trata-se das três pás exercendo esforços a uma taxa de três vezes a frequência de rotação do rotor.

Figura 18: Velocidade vento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 19: Momento *flapwise* sobre uma das pás.

Fonte: Elaborado pelo autor.

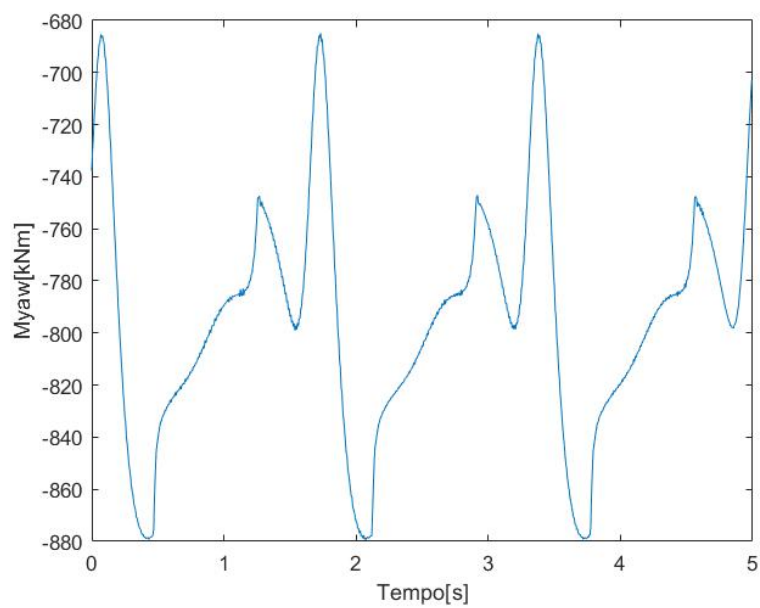


Figura 20: Momento *yaw* sobre o topo da torre da turbina.

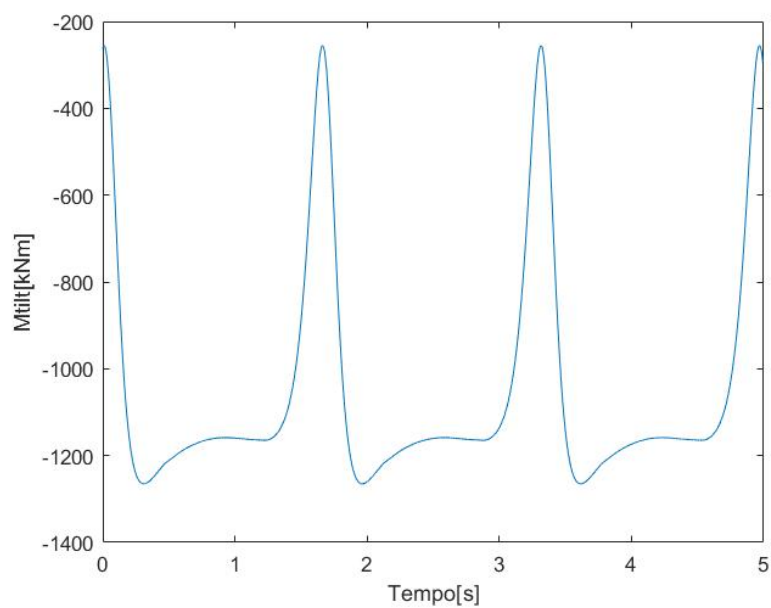


Figura 21: Momento *tilt* sobre o topo da torre da turbina.

3.6 Conclusão

Este Capítulo apresentou alguns tópicos relevantes ao desenvolvimento do trabalho. Foram apresentados o *software* de simulação FAST, o modelo de turbina utilizado como referência, a técnica de IPC, e a norma IEC 61400 que regulamenta os padrões das turbinas eólicas, por fim é apresentado, por meio de resultados de simulação, algumas características do comportamento do sistema.

4 TRABALHOS RELACIONADOS

Este capítulo apresenta uma revisão da bibliográfica sobre os trabalhos relacionados as técnicas de controle aplicadas a redução de esforços sobre turbinas eólicas. Primeiro são apresentados os trabalho mais clássicos, os quais tinham por objetivo a redução de esforços através do controle do torque do gerador e da velocidade do rotor, através da manipulação do ângulo de passo das pás de forma coletiva, denominado controle coletivo de passo das pás (CPC). Posteriormente, serão os trabalhos que exploram a diminuição das cargas assimétricas sobre as turbinas, através da técnica de controle individual do passo das pás (IPC). Por fim, serão apresentados alguns trabalhos que exploram a aplicação das técnicas de controle em turbinas reais.

4.1 Controle para Redução de Esforços

Os primeiro trabalhos relacionados a técnicas de controle para redução de esforços em turbinas eólicas datam do início dos anos 2000. Em [17], o autor explora técnicas de controle aplicadas ao ângulo coletivo das pás e ao torque do gerador para a atenuação de cargas. Neste trabalho, o autor destaca os vários acoplamentos entre os componentes da turbina como, por exemplo, a manipulação do ângulo de passo das pás tem efeito sobre o torque do gerador, que por consequência afeta o movimento longitudinal da torre. [17] propõe a utilização de um controle Proporcional Integral Derivativo (PID) em conjunto com filtros que permitam atuar sobre as frequências de ressonância da torre, afim de diminuir suas oscilações e alcança resultados satisfatórios.

Em [18] é destacado a importância que o controle possui sobre o a performance da turbina, aumentando sua capacidade de produção de energia e diminuição dos esforços sobre suas estruturas. É aplicado um controle para regular a velocidade e potência da turbina através da formulação de espaço de estados. [18] utiliza a técnica de alocação de pólos usando estimação de estados da turbina para estabilização devidos modos do modelo desenvolvido para a turbina.

Em [19] explora a técnica de controle de passo das pás da turbina para regular a velocidade do rotor, bem como para reduzir as oscilações da torre. É utilizada o controle

PID em conjunto com um modelo de lógica *Fuzzy* para compensar a natureza não linear da turbina eólica. O autor salienta a redução nos deslocamentos da torre, e por consequência na redução de esforços e desgaste da turbina.

Em [20] o autor destaca que as técnicas de controle clássico baseados em métodos de uma entrada uma saída (SISO) podem se tornar instáveis conforme as turbinas aumentam seu tamanho, se tornando sistemas mais flexíveis. [20] relata que técnicas de controle moderno, possibilitam múltiplos objetivos de controle dentro de uma única malha de controle, proporcionando sistemas estáveis. O autor projeta, implementa e testa um algoritmo de controle para reduzir os movimentos longitudinal e transversal da torre unindo o controle do torque do gerador e do ângulo de passo das pás em uma única malha de controle.

Em [21] explora o controle de turbinas através da técnica de escalonamento de ganhos. A partir da linearização do modelo da turbina em vários dos seus pontos de operação, o autor mapeia vários pontos e define os ganhos a serem utilizados no controle da turbina e demonstra a eficácia de seu método principalmente na transição entre regiões de operação da turbina no controle da velocidade do rotor.

Em [22] são utilizadas técnicas de controle ótimo para o controle da turbina. O autor tem por objetivo orientar o controle da turbina para a redução de esforços. Através das técnicas de controle ótimo é possível alterar os parâmetros de controle com relação de performance desejada. [22] orienta o projeto de controle em termos de tempo de vida útil dos componentes críticos da turbina. Em [23; 24; 25; 26] técnicas de controle ótimo também são aplicadas, variando a lei que rege o controle e os objetivos do mesmo: redução de esforços de um determinado componente, máxima produção de energia.

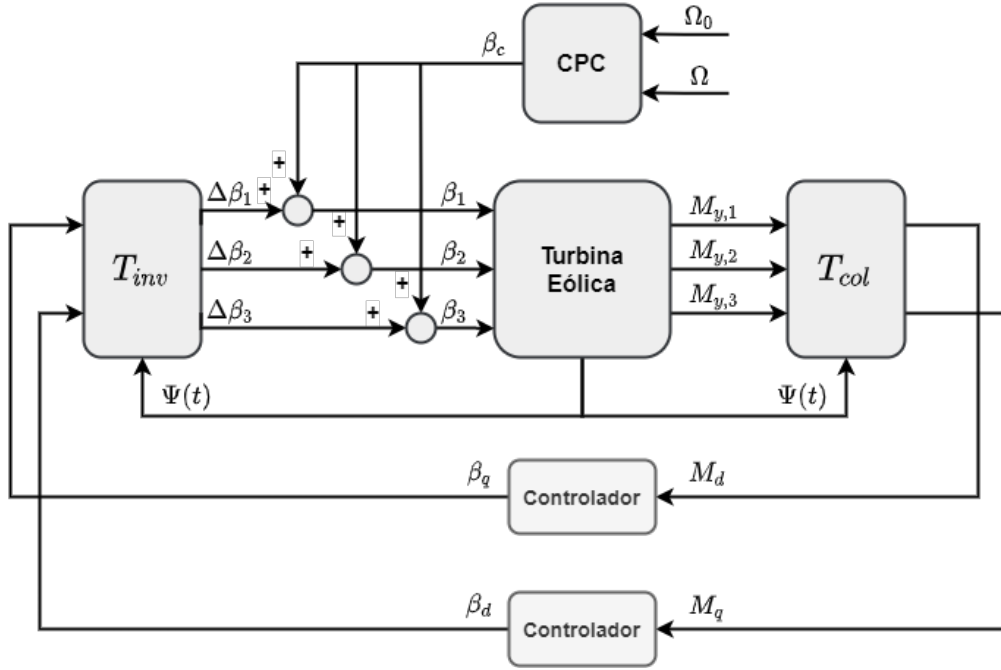
4.2 Controle Individual de Passo (IPC)

A manipulação do ângulo coletivo de passo das pás e do torque do gerador possui limitação na redução de esforços. Eles não tem efetividade para redução das cargas assimétricas sobre a turbina, apresentadas na Seção 2.6.

Em [14] é proposto um sistema de controle que permite a atenuação de esforços assimétricos, denominado controle individual do passo das pás (IPC). Este sistema trabalha em conjunto com o controle coletivo das pás. Enquanto o CPC atua sobre o ângulo das três pás para regular a velocidade do rotor, o IPC atua de maneira individual sobre cada uma das pás, afim de eliminar esforços assimétricos sobre a turbina. A Figura 22 apresenta o diagrama do sistema proposto por [14].

[27] propõe que a partir dos esforços medidos ou estimados das raízes da pás sejam convertidos pelas transformadas de Coleman, seja feito o controle nesse sistema de referência e a ação de controle seja reconvertida novamente para o sistema de coordenadas das pás, atuando sobre seus ângulos de passo de maneira individual, reduzindo assim

Figura 22: Arquitetura IPC.



Fonte: Adaptado de [14].

esforços assimétricos sobre a turbina.

A partir da proposta de arquitetura IPC e de estudos subsequentes, algumas outras arquiteturas foram sendo propostas. Foram três as arquiteturas encontradas na bibliografia. IPC baseado na transformada de Coleman, IPC baseado na transformada de Clarke, e IPC não utilizada transformadas.

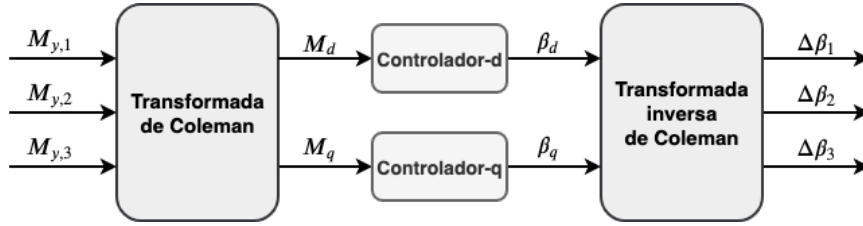
4.2.1 Controle IPC baseado na transformada de Coleman

Técnicas de controle baseadas na transformadas de Coleman foram as pioneiras no estudo de IPC, como mencionado anteriormente. Com essa técnica tem-se por objetivo a redução de esforços nos componentes estáticos da turbina, como torre, *hub* e *nacelle*.

A Figura 23 mostra a configuração da técnica IPC salientando a transformada de Coleman. A transformada de Coleman é uma matriz variante no tempo que projeta os momentos rotacionais sobre as pás $M_{y,i}$, sendo i o índice relativo a cada uma das pás, em momentos estacionários sobre a turbina M_d e M_q . A transformada de Coleman e sua inversa são definidas, respectivamente, como:

$$\begin{bmatrix} M_d \\ M_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\Psi) & \cos\left(\Psi + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\Psi + \frac{4\pi}{3}\right) \\ \sin(\Psi) & \sin\left(\Psi + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\Psi + \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M_{y,1} \\ M_{y,2} \\ M_{y,3} \end{bmatrix} \quad (24)$$

Figura 23: Arquitetura IPC baseada na transformada de Coleman.



Fonte: Adaptado de [14]

$$\begin{bmatrix} \Delta\beta_1 \\ \Delta\beta_2 \\ \Delta\beta_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\Psi) & \sin(\Psi) \\ \cos\left(\Psi + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\Psi + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\Psi + \frac{4\pi}{3}\right) & \sin\left(\Psi + \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \beta_d \\ \beta_q \end{bmatrix} \quad (25)$$

Os controladores são responsáveis por manipular os sinais de controle β_d e β_q com base nos momentos transformados M_d e M_q , tratam-se de dois controladores independentes.

A maior parte dos trabalhos relacionados a redução de esforços utilizam essa técnica para implementação de IPC. Alguns trabalhos utilizam de técnicas de controle clássicas junto ao IPC, outros aplicam técnicas de controle mais modernas.

Em [28], o autor propõe uma técnica de controle para redução de esforços assimétricos em turbinas eólicas utilizando IPC uma técnica de controle adaptativa robusta baseada em modelo de referência (RMRAC). O autor da arquitetura proposta por [14] e implementa sua técnica. São apresentados resultados muito satisfatórios na redução de esforços sobre as estruturas da turbina.

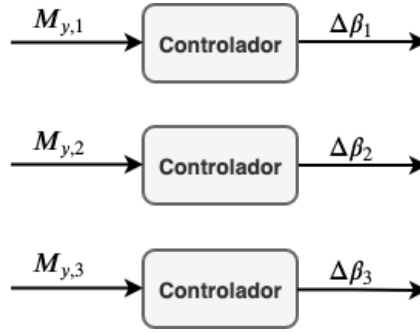
4.2.2 Controle IPC independente das pás

Uma das estratégias mais simples de IPC é o controle individual das pás. Originalmente apresentado em [29], o consiste em manipular cada uma das pás de maneira independente, onde cada pá possui controlador é responsável por atenuar os esforços medidos sobre cada uma das pás, conforme apresentado na Figura 24. O autor denominou a técnica de IBC - *Independent Blade Control*.

Essa estratégia não envolve transformações de sistemas de coordenadas, consistindo de três sistemas de controle desacoplados projetados para atenuar os esforços sobre cada uma das pás nas frequências de interesse [30].

O desempenho desta estratégia IPC é avaliado em alguns trabalhos [31; 32]. O autor implemente quatro algoritmos de controle sobre sua técnica e a compara com a utilização do CPC e IPC com Coleman. O autor apresenta resultados satisfatórios na redução de esforços sobre a turbina com os algoritmos apresentados.

Figura 24: Esquema de controle individual das pás.

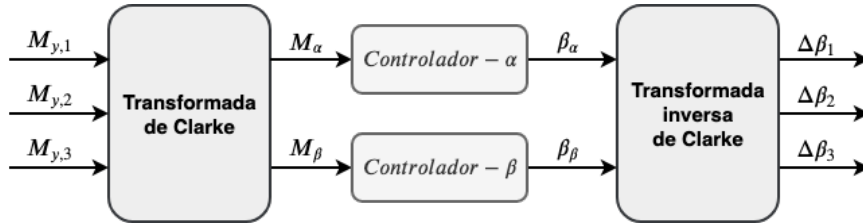


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.3 Controle baseado na transformada de Clarke

A transformada de Clarke é amplamente utilizada nos estudos de máquinas elétricas [33]. A utilização desta transformada em uma arquitetura IPC foi apresentada em [34]. Nesta arquitetura, os esforços medidos sobre as pás $M_{y,i}$, são mapeados em eixos ortogonais que são estacionários nas pás da turbina através da transformada de Clarke, conforme ilustrado na Figura 25.

Figura 25: IPC baseado na transformada de Clarke.



Fonte: Elaborado pelo autor.

M_α e M_β são os esforços projetados nos eixos ortogonais $\alpha - \beta$, os quais estão projetados nas pás. Esses esforços são introduzidos aos controladores que produzem os sinais de passo, β_α e β_β , para atenuar os esforços, sendo esses sinais projetados de volta ao eixo de coordenadas original através da transformada inversa de Clarke, definida por:

A transformada de Clarke e sua inversa são definidas, respectivamente, como:

$$\begin{bmatrix} M_\alpha \\ M_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M_{y,1} \\ M_{y,2} \\ M_{y,3} \end{bmatrix}, \quad (26)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\beta_1 \\ \Delta\beta_2 \\ \Delta\beta_3 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \beta_\alpha \\ \beta_\beta \end{bmatrix}. \quad (27)$$

Em [34] são aplicados controladores proporcionais ressonantes como estratégia de controle. Através desta, é possível determinar à lei de controle quais as frequências se tem interesse de atenuar em relação aos esforços sobre as pás da turbina. Através de sua técnica o autor salienta a atenuação de esforços tanto no elementos móveis quando estacionários da turbina, sem a necessidade de filtros e constante utilização de transformações de sistemas de referenciais.

4.2.4 Equivalência entre arquiteturas

O trabalho apresentado por [7] comparou a performance das três estratégias IPC apresentadas anteriormente. Através de análises analíticas e simulações, o autor demonstrou e provou não haver diferença quanto a performance entre as três técnicas de IPC na redução dos esforços sobre a turbina. É possível achar uma correlação entre as três técnicas que as torne equivalente em algum ponto. [7] define que a escolha entre umas das três técnicas de IPC é uma questão de preferencia e critério de desenvolvimento de projeto.

4.3 Controle IPC aplicado a turbinas reais

A maior parte dos estudos publicados apresentam suas técnicas através de desenvolvimento teórico e aplicações através de simulações. Em [35; 36] testes em turbinas reais de menor porte foram realizados afim de validar a técnica de IPC. Em [37] a técnica foi implementada em uma turbina de 5MW. Todos estudos mostram resultados satisfatórios com a técnica, necessitando mais estudos de viabilidade quanto a possíveis desgastes nos atuadores das pás.

Em grande maioria, o controle de turbinas eólicas é feito com os controle clássicos apresentados, utilizando o controle coletivo das pás e do torque do gerador, usando de sistemas de controle clássicos e muito robustos que proporcionam confiança no sistema.

4.4 Conclusão

Este Capítulo apresentou a revisão bibliográfica sobre as técnicas de controle aplicadas a redução de esforços sobre turbinas eólicas. Inicialmente foram apresentados trabalhos que utilizavam o controle coletivo do passo das pás e o controle do gerador com esse intuito. Posteriormente, foi apresentado os trabalhos relacionados ao controle individual de passo das pás e suas diferentes categorias. Por fim, foram elencados alguns trabalhos aplicados a turbinas reais.

5 PROJETO CONTROLADOR PI ADAPTATIVO

Este Capítulo apresenta o desenvolvimento do projeto do controlador PI adaptativo. Inicialmente é apresentado o desenvolvimento do estimador de parâmetros e, subsequentemente, é realizado o desenvolvimento da lei de controle do tipo PI. Resultados de simulações aplicadas a sistemas simplificados são mostrados afim de avaliar os desenvolvimento da técnica de controle.

5.1 Estimação de Parâmetros

Com o objetivo de controlar uma planta que apresente variações paramétricas ou dinâmicas não modeladas, o sistema de controle adaptativo deve possuir um mecanismo que permita alterar o comportamento da sua ação de controle de acordo com o comportamento do sistema. Este mecanismo é denominado estimador ou identificador de parâmetros [38]. Parâmetros são grandezas físicas que definem o comportamento do sistema em resposta a sinais a este aplicado. Estes podem ser constantes ou variantes no tempo.

Em muitos processos somente é possível acesso aos sinais de entrada e saída da planta. Nestes casos, é necessário analisar o comportamento destes sinais para a estimação dos seus parâmetros que representam a dinâmica do sistema. O identificador é composto por duas partes complementares, a parametrização da planta e a lei de adaptação paramétrica [39].

5.1.1 Parametrização

A parametrização de um sistema permite, a partir dos sinais aplicados a este, a sua representação na forma de parâmetros e, por consequência, sua representação na forma de uma função de transferência.

Seja uma planta com sinais de entrada u e saída y , representado por:

$$\frac{y(s)}{u(s)} = \frac{Z(s)}{R(s)}, \quad (28)$$

onde $R(s)$ é polinômio de ordem n e o polinômio $Z(s)$ é de ordem máxima $n - 1$. Deste

modo o sistema pode ser descrito por:

$$\frac{y(s)}{u(s)} = \frac{b_{n-1}s^{n-1} + b_{n-2}s^{n-2} + \dots + b_1s + b_0}{s^n + a_{n-1}s^{n-1} + a_{n-2}s^{n-2} + \dots + a_1s + a_0}. \quad (29)$$

A parametrização do sistema produz um novo sinal de saída h definido como

$$h = \theta^T \phi, \quad (30)$$

sendo θ o vetor com os coeficientes reais da planta

$$\theta = [b_{n-1}; b_{n-2}; \dots; b_1; b_0; a_{n-1}; a_{n-2}; \dots; a_1; a_0]^T, \quad (31)$$

e o vetor ϕ com os sinais de entrada u e saída y filtrados

$$\phi = \left[\frac{\alpha_{n-1}^T(s)}{\Lambda(s)} u; -\frac{\alpha_{n-1}^T(s)}{\Lambda(s)} y \right]^T, \quad (32)$$

sendo definidos

$$\alpha_i(s) = [s^i; s^{i-1}; \dots; 1]^T \quad (33)$$

e

$$\Lambda(s) = s^n + \lambda_{n-1}s^{n-1} + \dots + \lambda_1s + \lambda_0, \quad (34)$$

onde Λ é um polinômio Hurwitz arbitrário, o qual deve ser escolhido a manter uma boa excitação dos sinais do vetor ϕ .

Com o sinal h é possível reconstruir o sinal de saída da planta y

$$y = h + \lambda^T \frac{\alpha_{n-1}(s)}{\Lambda(s)} y. \quad (35)$$

Portanto, o sinal de saída parametrizado é definido como

$$h = y - \lambda^T \frac{\alpha_{n-1}(s)}{\Lambda(s)} y, \quad (36)$$

sendo $\lambda = [\lambda_{n-1}; \lambda_{n-2}; \dots; \lambda_1; \lambda_0]^T$.

5.1.2 Lei de adaptação paramétrica

A lei de adaptação possui um papel fundamental dentro da estimação paramétrica. Ela é responsável pela convergência dos valores dos parâmetros estimados e a velocidade que isso ocorre. Dentre as técnicas de estimação paramétrica mais utilizadas estão as leis adaptativa do Gradiente e RLS (*Recursive Least Square*).

Este trabalho utiliza a lei adaptativa do tipo RLS, a qual é baseada no métodos dos

mínimos quadrados e permite uma taxa de adaptação elevada, principalmente em transitórios, acelerando o processo de identificação paramétrica.

Sendo a estimação do sinal h expresso por

$$\hat{h} = \hat{\theta}^T \phi, \quad (37)$$

onde $\hat{\theta}$ é o vetor de parâmetros estimados e o erro de estimação de h

$$\epsilon_1 = h - \hat{h}. \quad (38)$$

As equações que regem o comportamento do algoritmo RLS são definidas por

$$\dot{\hat{\theta}}(t) = -P(t)\phi(t)\epsilon_1(t), \quad (39)$$

$$\epsilon_1 = h - \hat{\theta}^T \phi, \quad (40)$$

$$\dot{P}(t) = -P(t)\phi(t)\phi^T(t)P(t) + \alpha_P I, \quad (41)$$

em que P é a matriz de covariância a qual define a velocidade de adaptação, α_P é chamado de fator de esquecimento que previne que matriz de covariância convirja a valores muito baixos e I é uma matriz identidade de tamanho apropriado.

Para um sistema de primeira ordem, no qual será modelada a dinâmica dos esforços da turbina de acordo com [28], o vetor de estimação paramétrica é

$$\hat{\theta} = [\hat{b}_0; \hat{a}_0]^T \quad (42)$$

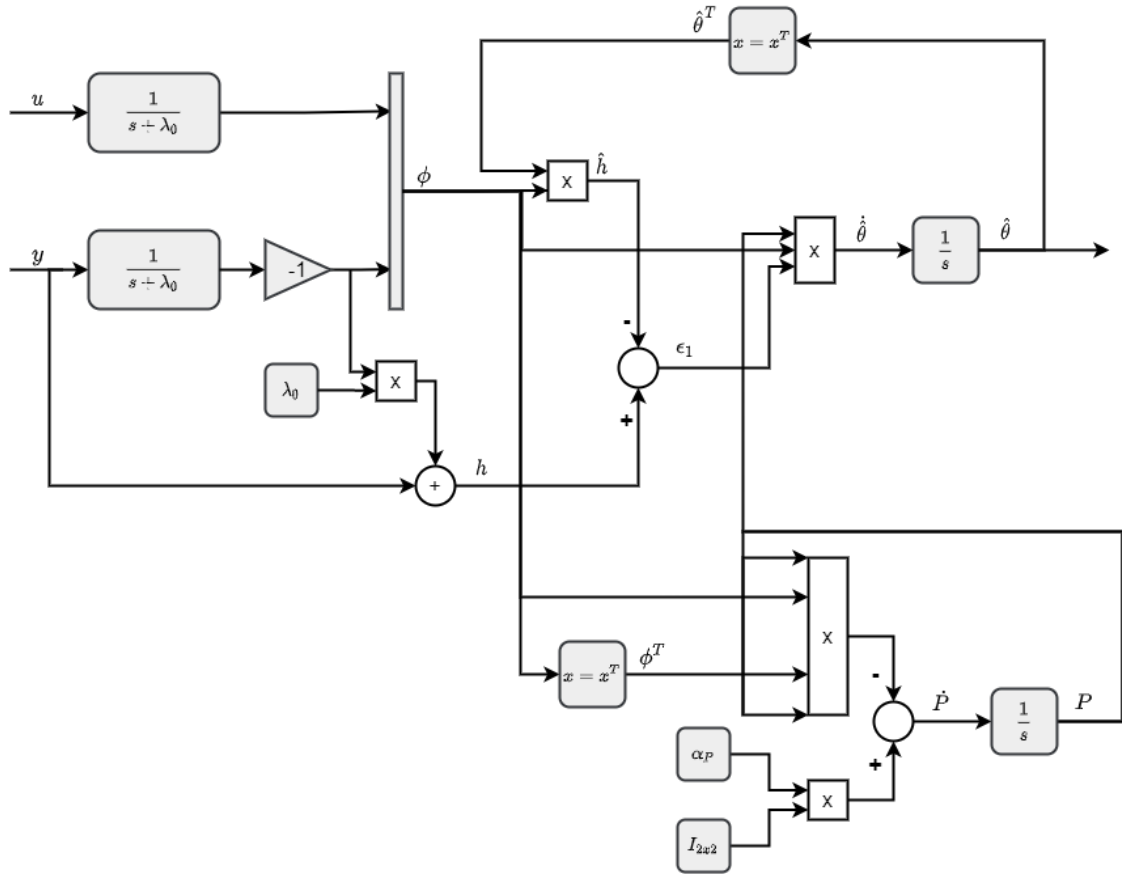
5.1.3 Simulação estimação paramétrico RLS

Neste trabalho o modelo dinâmico do comportamento dos esforços mecânicos será aproximada por um sistema de primeira ordem. Para estimação de um sistema de primeira ordem é configurado um estimador paramétrico RLS de mesma ordem, conforme ilustrado na Figura 26. O desempenho do estimador RLS proposto será testado, inicialmente, em um modelo simplificado. Em um segundo momento, é aplicado o identificador em uma simulação que emula uma variação dinâmica do sistema. As simulações são realizadas via *software* Matlab/Simulink para aproximar a implementação junto ao *software* FAST.

5.1.3.1 Estimador paramétrico RLS aplicado a um sistema simplificado

A simulação é realizada conforme o esquema representado na Figura 27, por um período de 50 segundos. A planta é previamente definida como $G(s) = \frac{b_0}{s+a_0}$, onde foram definidos $b_0 = 2$ e $a_0 = 3$. Como parâmetros de simulação foram utilizados $\lambda_0 = 10$,

Figura 26: Diagrama do sistema RLS de primeira ordem.



Fonte: Elaborado pelo autor.

$\alpha_P = 1$, matriz inicial $P_0 = 100I$ e vetor inicial $\hat{\theta} = [0; 0]^T$.

Conforme dito anteriormente, o identificador paramétrico tem acesso apenas aos sinais de entrada u e saída y , os quais são ilustrados pela Figura 28. Ao sinal de entrada é adicionado um sinal persistentemente excitante de modo a contribuir na convergência dos parâmetros do identificador.

A partir do processamento destes sinais, o estimador converge os parâmetros de identificação $\hat{\theta}$ aos coeficientes da função de transferência apresentados anteriormente, conforme a Figura 29.

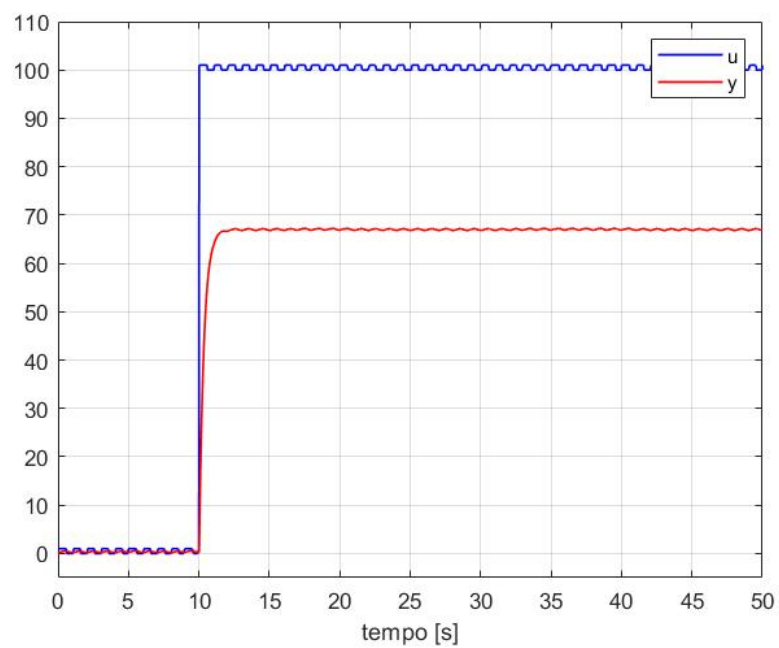
A Figura 30 apresenta a curva do erro de estimação paramétrica ϵ_1 ao longo da simulação.

Figura 27: Diagrama do sistema simplificado.



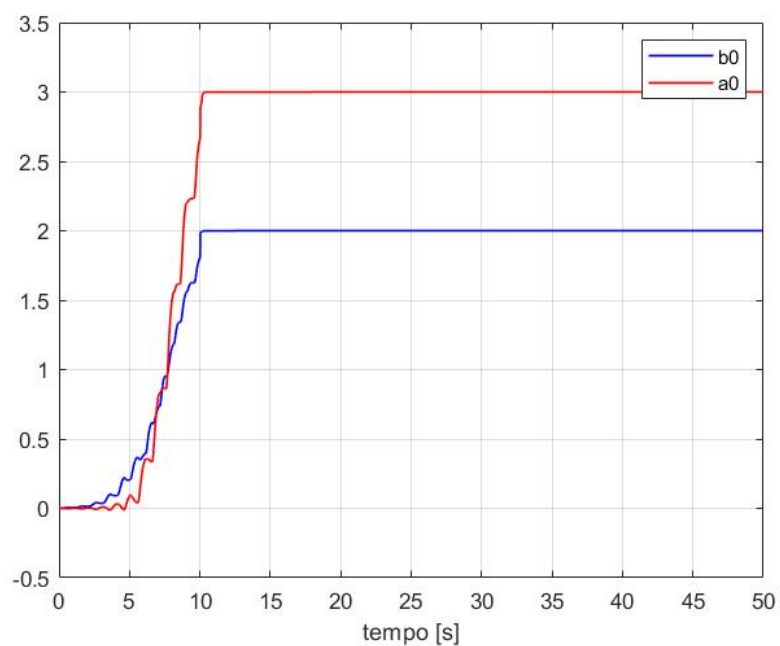
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 28: Sinais de entrada e saída sobre o sistema simplificado.



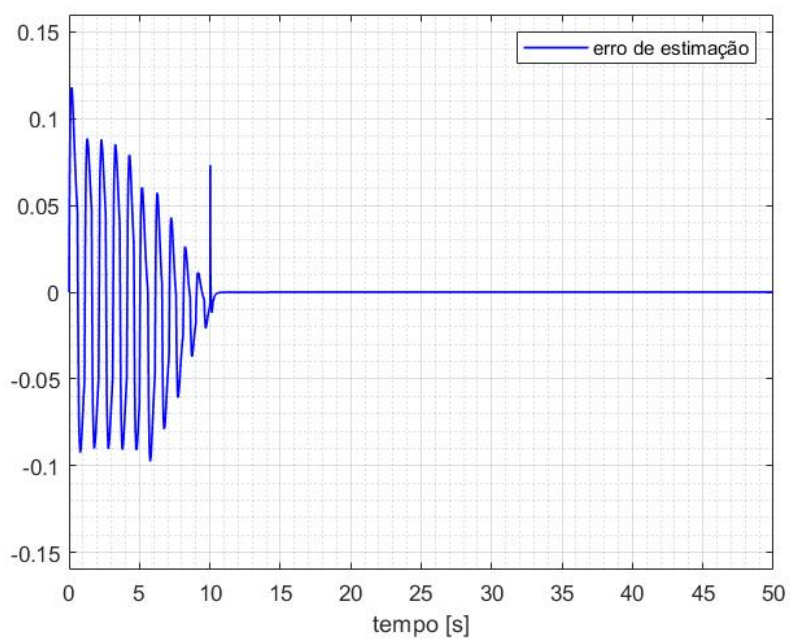
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 29: Curva de identificação dos parâmetros do sistema simplificado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 30: Curva de erro de estimação paramétrica do sistema simplificado.



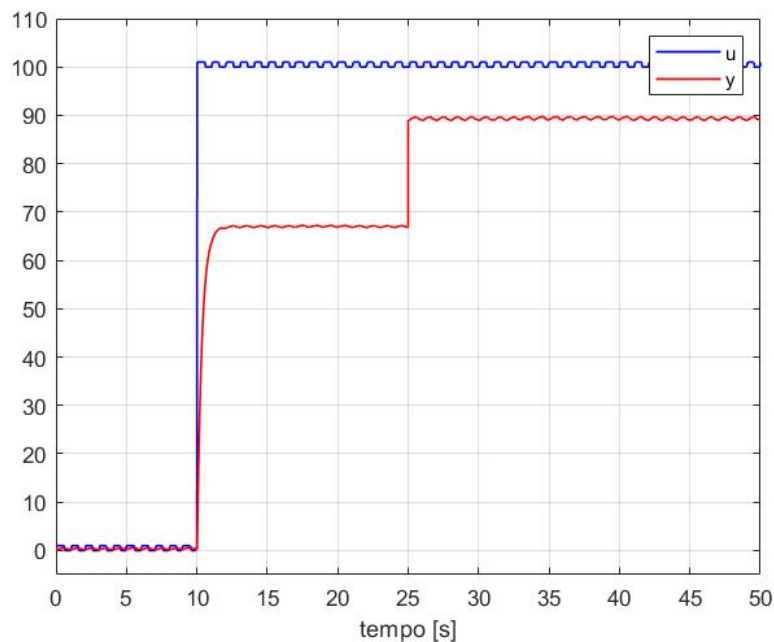
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.1.3.2 Estimador paramétrico RLS aplicado a um sistema simplificado com variação dinâmica

É aplicado um estimador paramétrico RLS uma planta com função de transferência de primeira ordem onde, inicialmente, $b_0 = 2$ e $a_0 = 3$. Após 25 segundos de simulação estes valores assumem os valores de $b_0 = 4$ e $a_0 = 4.5$, afim de simular uma variação dinâmica da planta e avaliar o desempenho do estimador nessa situação.

O comportamento dos sinais de entrada u e saída y sobre a planta são ilustrados pela Figura 31.

Figura 31: Sinais de entrada e saída sobre sistema simplificado com variação dinâmica.

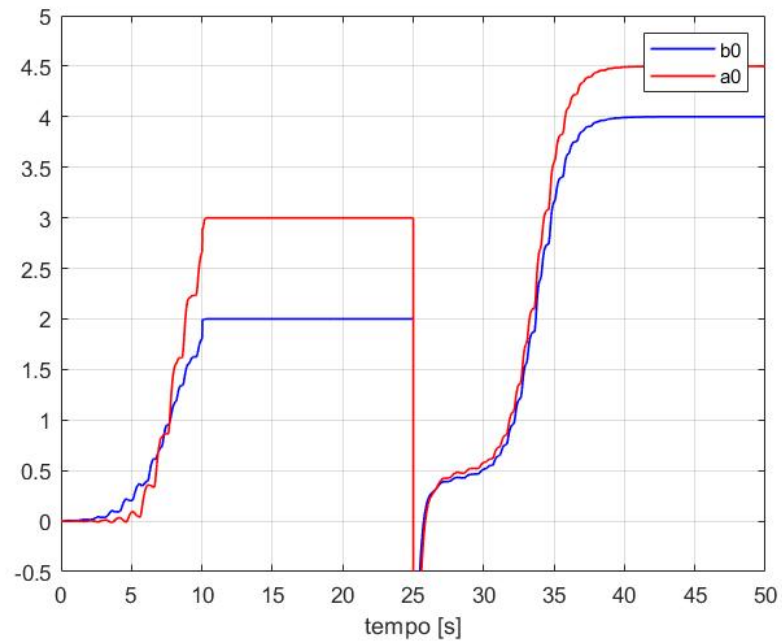


Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir do processamento destes sinais, o estimador converge os parâmetros de identificação $\hat{\theta}$ aos coeficientes iniciais da função de transferência, e após a variação dinâmica ocorrida aos 25 segundos, converge novamente para os novos valores, conforme mostrado na Figura 32.

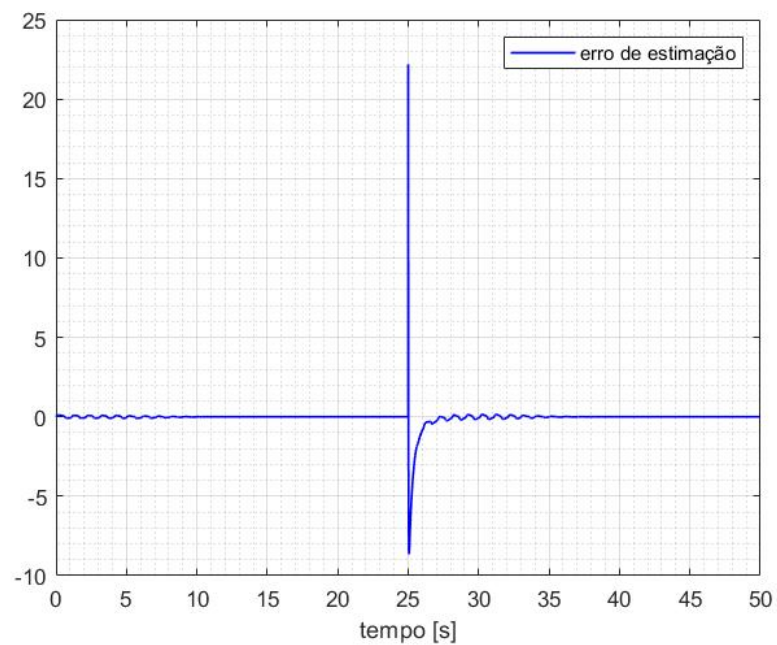
A Figura 33 apresenta a curva do erro de estimação paramétrica ao longo desta simulação.

Figura 32: Curva de identificação dos parâmetros do sistema simplificado com variação dinâmica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 33: Curva de erro de estimação paramétrica do sistema simplificado com variação dinâmica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

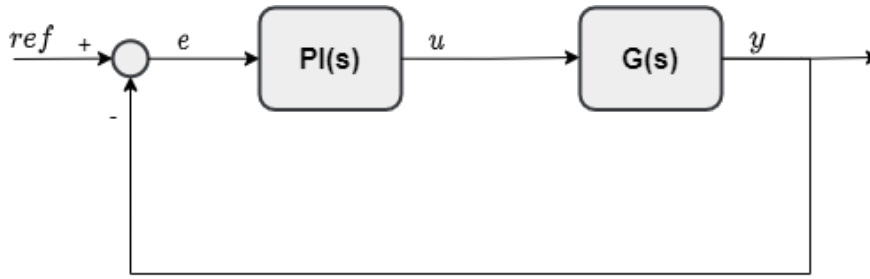
5.2 Controlador PI-RLS

Como técnica de controle a ser utilizada nesse trabalho foi escolhido o controle clássico PI em conjunto com o identificador paramétrico que permite a atualização dos ganhos do controlador de forma *online*. O controle PI, bem como suas variações, como o controle PID, são amplamente discutidos e estudados nos estudos referente a turbinas eólicas, bem como nos mais amplos ramos da indústria.

5.2.1 Lei de controle PI

Seja a malha de controle representada pela Figura 34.

Figura 34: Diagrama controle PI em malha fechada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Sua função de transferência de malha fechada é definida por

$$\frac{y(s)}{x(s)} = \frac{PI(s)G(s)}{1 + PI(s)G(s)} \quad (43)$$

sendo $PI(s)$ o controlador e sua respectiva função de transferência

$$PI(s) = K_P + \frac{K_I}{s}, \quad (44)$$

onde K_P e K_I são, respectivamente, os ganhos proporcional e integral do controlador. A função de transferência da planta a ser controlada $G(s)$ correspondente a dinâmica dos esforços mecânicos, como dito anteriormente, é definida como

$$G(s) = \frac{K_0}{\tau s + 1} \quad (45)$$

onde K_0 é o ganho da função e τ é a constante de tempo.

Substituindo as Equações 44 e 45 em 43, e manipulando os termos, obtêm-se

$$\frac{y(s)}{x(s)} = \frac{\frac{K_P K_0}{\tau} s + \frac{K_I K_0}{\tau}}{s^2 + \frac{1 + K_P K_0}{\tau} s + \frac{K_I K_0}{\tau}}. \quad (46)$$

Para definição dos ganhos K_P e K_I é realizada a alocação de pólos do função de transferência [40]. Sendo uma função de transferência padrão de segundo grau definida

como

$$W(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\delta\omega_n s + \omega_n^2}, \quad (47)$$

onde ω_n e δ são critérios de desempenho do sistemas denominados, respectivamente, frequência natural e e coeficiente de amortecimento. Igualando os denominadores das equações 46 e 47 e fazendo as devidas manipulações, são definidos os ganhos de controle em função dos critérios de desempenho, ω_n e δ , e dos parâmetros da planta, K_0 e τ , conforme:

$$K_I = \frac{\omega_n^2 \tau}{K_0}, \quad (48)$$

e

$$K_P = \frac{2\delta\omega_n \tau - 1}{K_0} \quad (49)$$

É importante destacar que os parâmetros identificados pelo estimador RLS são estimações dos coeficientes da função de transferência conforme Equação 29. Assim, para uma função de primeira ordem

$$\hat{K}_0 = \frac{\hat{b}_0}{\hat{a}_0}, \quad (50)$$

e

$$\hat{\tau} = \frac{1}{\hat{a}_0}. \quad (51)$$

5.2.2 Simulação controlador PI-RLS

Com o objetivo de avaliar o desempenho do controlador PI-RLS, foram realizadas simulações em modelos simplificados. É demonstrado o desempenho do controlador sobre uma função de transferência de primeira ordem.

5.2.2.1 Controle PI-RLS aplicado a um sistema simplificado

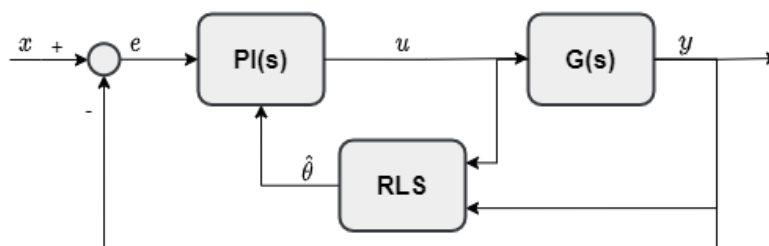
Dado uma planta com função de transferência de primeira ordem, definida como $G(s) = \frac{b_0}{s+a_0}$, onde foram definidos $b_0 = 2$ e $a_0 = 3$. O controlador PI-RLS é aplicado a esta por um período de 50 segundos, conforme representado pela Figura 35. Para essa simulação foram definidos os critérios de desempenho $\omega_n = 2,0$ rad/s e $\zeta = 0,7$.

O sinal de referência x e a respectiva saída do sistema y são apresentados na Figura 36.

A partir dos parâmetros estimados da planta $\hat{\theta}$, os ganhos do controlador K_P e K_I são calculados e apresentados na Figura 37.

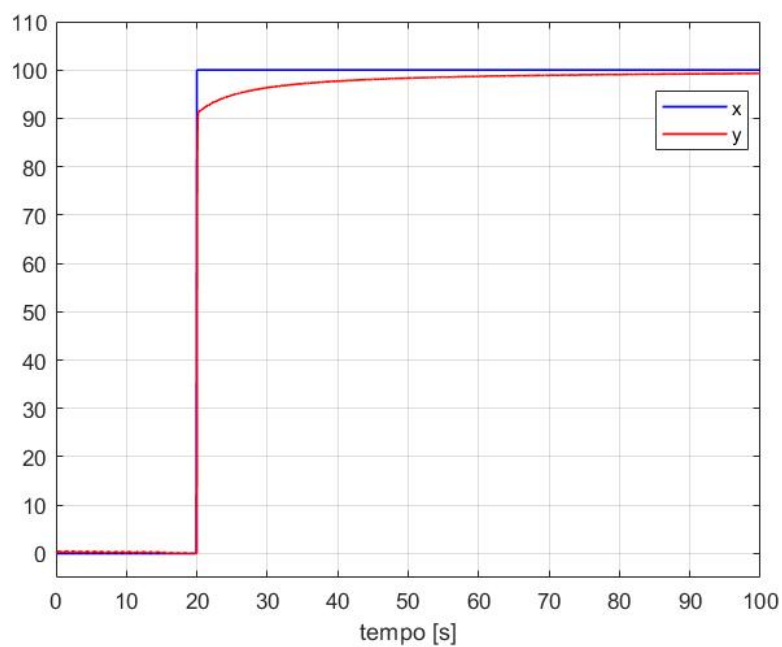
A Figura 38 mostra a ação de controle u aplicada a planta.

Figura 35: Diagrama de controle para sistema simplificado.



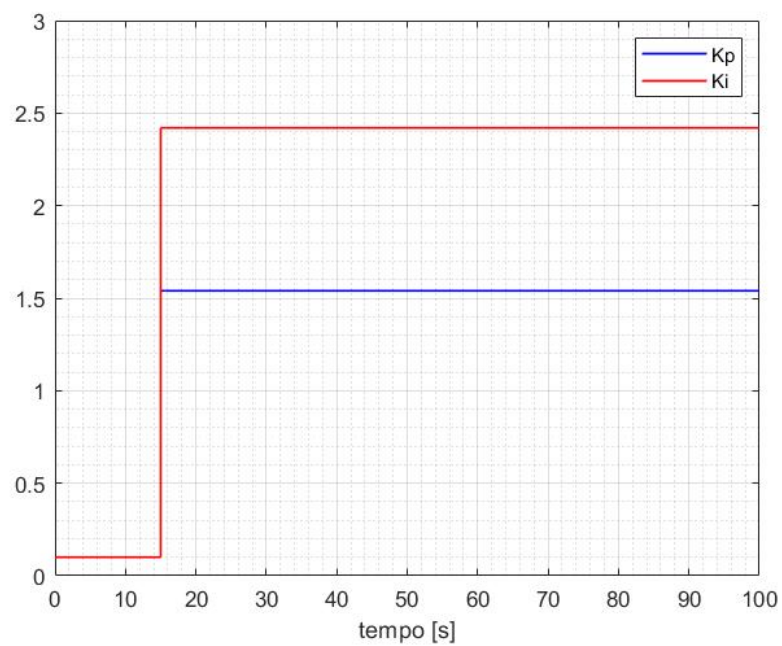
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 36: Sinais de referência e saída sobre o sistema simplificado.



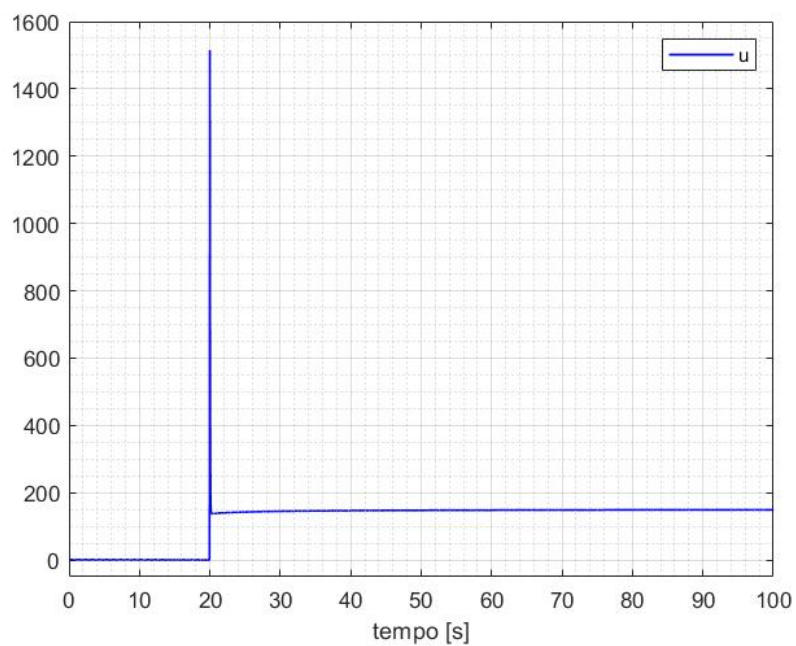
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 39 apresenta o erro entre os sinais de entrada x e saída y do sistema.

Figura 37: Ganhos K_P e K_I do sistema simplificado.

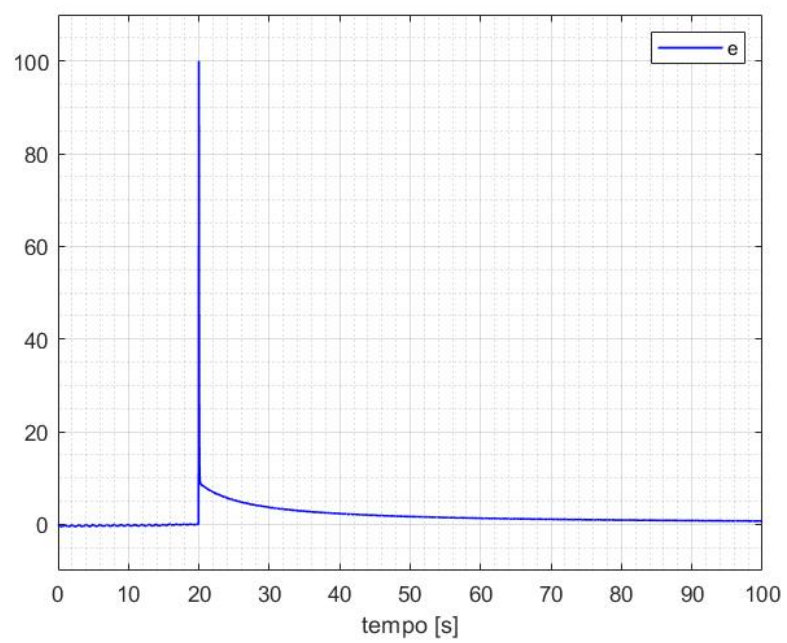
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 38: Sinal da ação de controle sobre o sistema simplificado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 39: Sinal de erro no sistema simplificado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3 Conclusão

Este Capítulo apresentou o sistema de controle PI-RLS proposto neste trabalho. Foi apresentado o desenvolvimento das equações relativas ao estimador RLS e ao controlador PI, bem como a relação entre os dois sistemas. Resultados das simulações realizadas sobre sistema simplificado foram apresentadas com o objetivo de avaliar o desempenho do controlador.

Foi possível visualizar um bom desempenho das partes do controle PI-RLS para um sistema simplificado, sendo necessário uma atenção quando sua aplicação em modelos de maior complexidade, principalmente no que se refere aos limites de atuação dos componentes do sistema.

6 PROJETO PI-RLS-IPC

Este capítulo apresenta o desenvolvimento do projeto de um controlador IPC com objetivo de atenuar esforços na estrutura de turbinas eólicas. Inicialmente é apresentada a arquitetura IPC proposta. Na segunda parte, é mostrada a aplicação do estimador de parâmetros conforme implementado na Seção 5.1.

6.1 Arquitetura IPC

A arquitetura IPC firma-se na leitura dos esforços mecânicos sobre cada uma das pás, $M_{i,b}$ e $M_{o,b}$, e tem por objetivo minimizar os esforços M_{tilt} e M_{yaw} sobre a turbina. Isso é possível através da transformação de sistemas de coordenadas, o qual permite correlacionar grandezas em diferentes partes da turbina. Assim, é possível atuar sobre o ângulo de passo das pás de forma individual para reduzir as cargas assimétricas sobre as pás e, por consequência, os esforços sobre a turbina.

A Figura 40 apresenta a arquitetura IPC desenvolvida, baseado no sistema proposto por [14]. Suas principais características são elencadas abaixo.

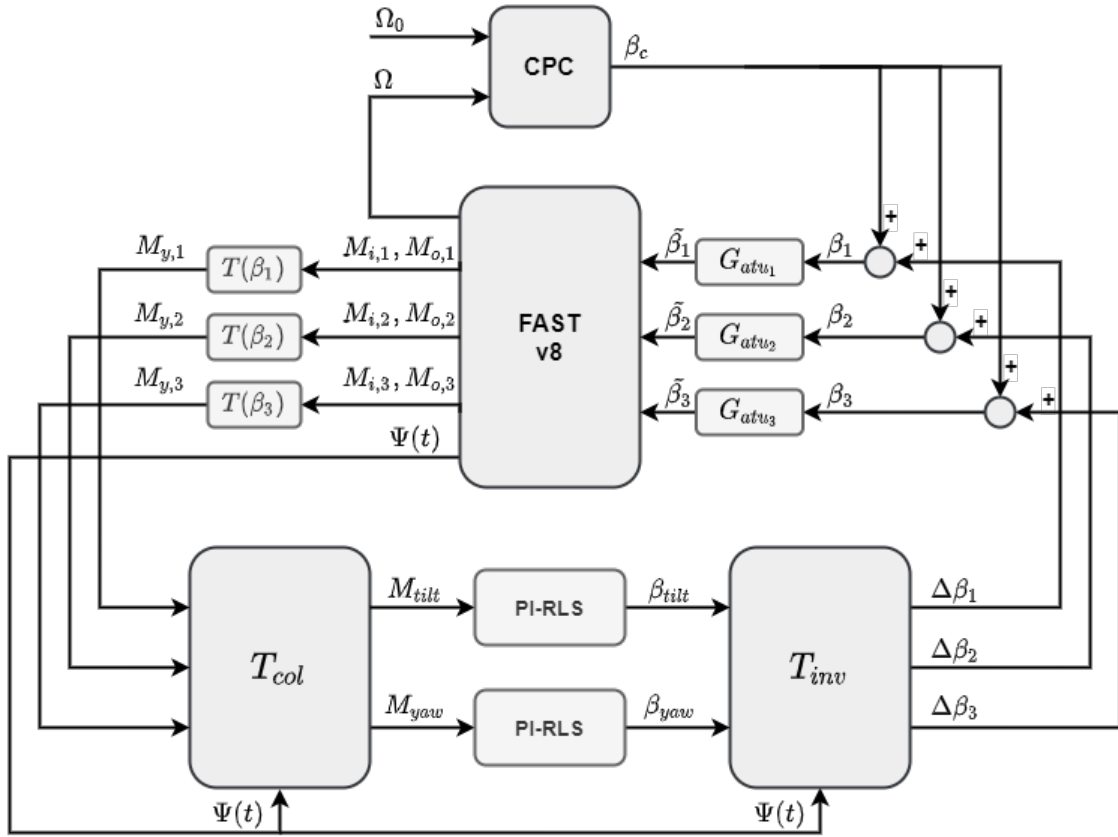
- O *software* FAST versão 8 é responsável por simular a dinâmica da turbina eólica, permitindo a leitura e manipulação das variáveis;
- Os momentos *in-plane* e *out-plane* sobre as pás, $M_{in,i}$ e $M_{out,i}$, são medidos pelos sensores de carga sobre seus respectivos eixos nas raízes das pás e transformados para o momento *flapwise*, $M_{y,i}$, através de $T(\beta_i)$ definida como

$$M_{y,i} = M_{in,i}\sin(\beta_i) + M_{out,i}\cos(\beta_i) \quad (52)$$

onde i é o índice relativo a cada uma das pás ($i = 1, 2, 3$).

- Os momentos resultantes *flapwise*, $M_{y,i}$, sobre as pás são convertidos para um sistema de referência fixo no *hub* da turbina através da transformada de Coleman, T_{col} , resultando nos momentos de arfagem e guinada, M_{tilt} e M_{yaw} .

Figura 40: Diagrama arquitetura IPC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- Os momentos M_{tilt} e M_{yaw} são os sinais de entrada nos dois controladores PI-RLS, os quais aplicam sua lei de controle e definem suas respectivas ações de controle, β_{tilt} e β_{yaw} .
- As ações de controle β_{tilt} e β_{yaw} são transformados para o sistema de coordenadas das pás, através da transformada inversa de Coleman, T_{inv} . Como resultado temos ações de controle individuais para cada uma das pás, $\Delta\beta_i$.
- As ações individuais $\Delta\beta_i$ se somam a ação de controle coletiva β_c proveniente do controle coletivo de passo, definindo o ângulo de passo para cada uma das pás β_i .
- O ângulo de passo β_i passa pelo modelo responsável pela dinâmica dos atuadores de passo G_{atu_i} , o qual não é implementado dentro do *software* FAST, gerando o sinal correspondente $\tilde{\beta}_i$ que é aplicado ao modelo da turbina. A dinâmica do atuador é modelada como um sistema de primeira ordem:

$$G_{atu_i}(s) = \frac{1}{\tau_{atu}s + 1}, \quad (53)$$

onde τ_{atu} é a constante de tempo do atuador de passo da turbina, definido como 0,11s [7] para a turbina trabalhada.

6.2 Estimador Paramétrico RLS Aplicado a Turbina Eólica

Para verificar a capacidade de funcionamento do estimador paramétrico implementado nesse trabalho, ele foi submetido a simulações juntamente ao FAST para estimar alguns parâmetros de interesse da turbina.

Nas simulações são exploradas as relações entre esforços M_{tilt} e M_{yaw} no *hub* da turbina com a atuação no ângulo das pás β . Assim como em [28], estes a dinâmica desses esforços são modelados como uma função de transferência da ordem um, $\hat{G}_s = \frac{\hat{b}_0}{s + \hat{a}_0}$, e o estimador obedece a estes critérios.

Na simulação foi aplicado um vento de velocidade baixa, $v = 8$ m/s, para que este não tivesse tanto efeito sobre o sistema. O comando do ângulo de passo β foi definido como $\beta = 1 + 0,5 \sin(2 * \pi * 0,1)$, para gerar um sinal que permita excitar o identificador RLS. Os demais parâmetros de simulação utilizados foram, $\lambda_0 = 0$, $\hat{\theta}_0 = [0, 0]$, $P_0 = 1000I$ e $\alpha_P = 1$. Foram executados 150 segundos de simulação, sendo os primeiros usados para estabilização da turbina no seu transitório de início de funcionamento.

As simulações serão divididas de acordo com o momento utilizado, inicialmente é feita a análise do desempenho sobre o momento de *tilt* e depois ao momento de *yaw*.

6.2.1 Estimador paramétrico aplicado ao momento de *tilt*

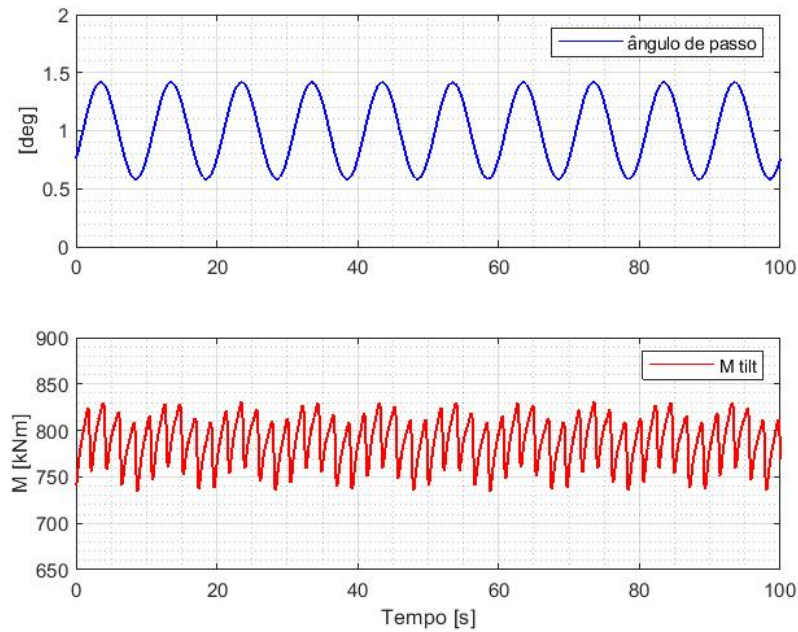
Conforme visto anteriormente, a premissa do controlador desenvolvido baseia-se na análise dos sinais de entrada e saída do modelo. Neste caso está se analisando a relação entre o momento de arfagem sobre a torre e a manipulação do passo do ângulo de uma das pás. O ângulo da pás atua como o sinal entrada u do estimador e o momento *tilt* como o sinal de saída. As respectivas curvas destes sinais são apresentados na Figura 44.

É possível enxergar a relação de esforços entre essas duas variáveis através do gráfico. A passagem das pás em frente a torre da turbina causa variações no referido momento, por se tratar de uma turbina de três pás, esse efeito distúrbio é sentido três vezes dentro de um ciclo de rotação do rotor. É a representação do efeito do sombreamento da torre, havendo outros esforços envolvidos.

O identificador paramétrico, a partir da parametrização dos sinais de entrada, aplicada a lei paramétrica RLS para estimar os parâmetros. A figura 42 apresenta o comportamento dos dois parâmetros. Foram retirados os primeiros dez segundos da simulação de identificação para melhor visualização do seu comportamento.

É importante salientar a grande diferença de escalar entre os dois parâmetros identificados, justificada pela também grande diferença de grandeza entre os sinais usados como entrada e saída, conforme visto na Figura 42. Os parâmetros identificados estão longe

Figura 41: Ângulo de passo e momento *tilt* simulados.



Fonte: Elaborado pelo autor.

de serem constantes, mas é possível visualizar uma periodicidade de eventos nos sinais, devido a natureza dinâmica da turbina.

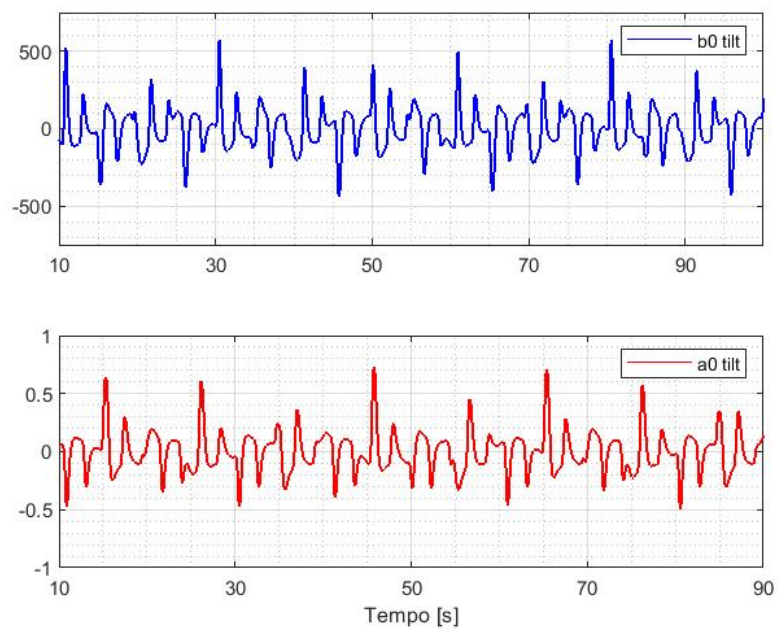
Por fim, foram utilizados os parâmetros para montar a função de transferência relativa aos esforços mecânicos de *tilt*

$$\hat{G}(s)_{tilt} = \frac{\hat{b}_{0_{tilt}}}{s + \hat{a}_{0_{tilt}}}, \quad (54)$$

a qual foi submetida a mesma entrada do aplicada a turbina e o estimador para avaliar seu comportamento em relação a resposta original da turbina. A Figura 43 mostra o comportamento das duas curvas.

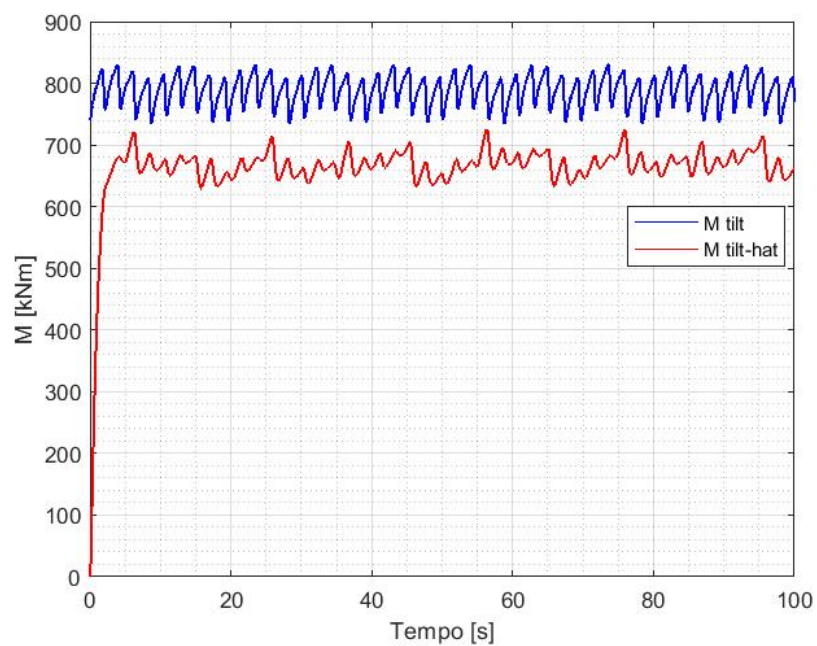
É possível ver com as funções não convergem para o mesmo valor, mas apesar disso, apresentam uma dinâmica de comportamento parecida, tendo em vista que o sinal da planta parametrização trata do sinal de apenas umas das pás. Além da influência de outras dinâmicas que agem sobre este momento.

Figura 42: Parâmetros identificados para o momento *tilt*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 43: Curvas dos momentos *tilt* da turbina e da planta parametrizada.

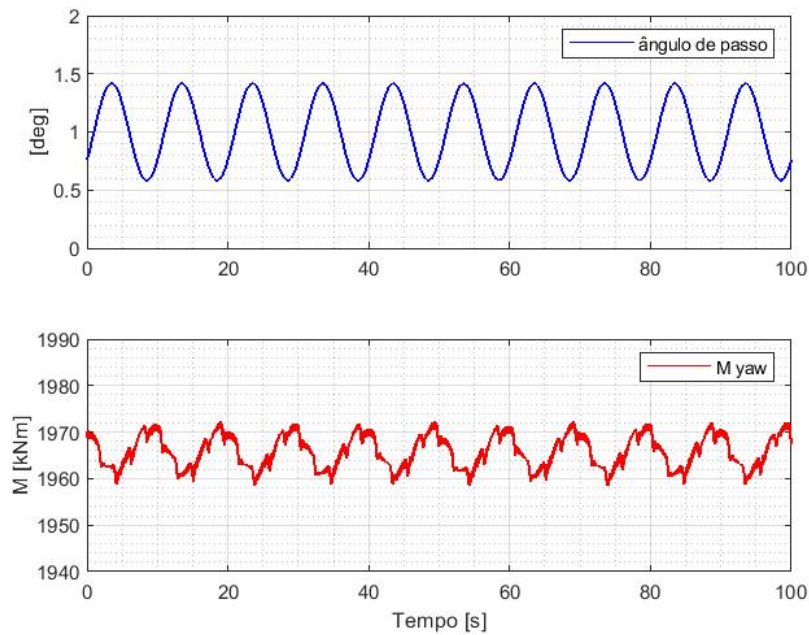


Fonte: Elaborado pelo autor.

6.2.2 Estimador paramétrico aplicado ao momento de *yaw*

Seguindo o raciocínio do que foi apresentado na Seção anterior, as curvas de entrada do estimador paramétrico para modelagem do momento de *yaw* são o ângulo de passo da pás, a mesma utilizada anteriormente, e o momento de *yaw* sobre a torre da turbina. A Figura 44 apresenta o comportamento destes dois sinais.

Figura 44: Ângulo de passo e momento *yaw* simulados.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O comportamento do momento agora trabalhado é diferente do anterior, o momento de *yaw* possui eixo paralelo ao rotor sofrendo esforços diferentes, em natureza e/ou intensidade. É difícil de salientar relações entre as duas curvas apenas olhando para o gráfico.

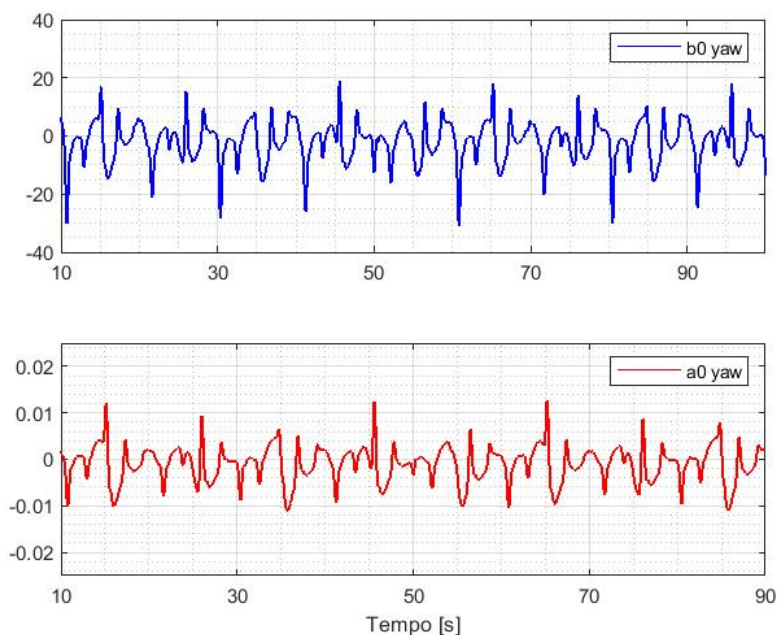
O comportamento dos dois parâmetros identificados para o momento de *yaw* é apresentado na Figura 45. Assim como na simulação anterior, os primeiros dez segundos de funcionamento do estimador não são mostrados para facilitar a visualização do comportamento do sinal.

Assim como nos parâmetros encontrados para o momento de *tilt*, existe uma diferença de grandezas entre os dois parâmetros, mas não tão elevado neste caso, devido as diferença entre a intensidade dos dois esforços simulados. Os parâmetros mantêm as características variáveis e cíclicas.

Os parâmetros são utilizados para montar a função de transferência relativa aos esforços mecânicos de *yaw*

$$\hat{G}(s)_{yaw} = \frac{\hat{b}_{0_{yaw}}}{s + \hat{a}_{0_{yaw}}}, \quad (55)$$

Figura 45: Parâmetros identificados para o momento de *yaw*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

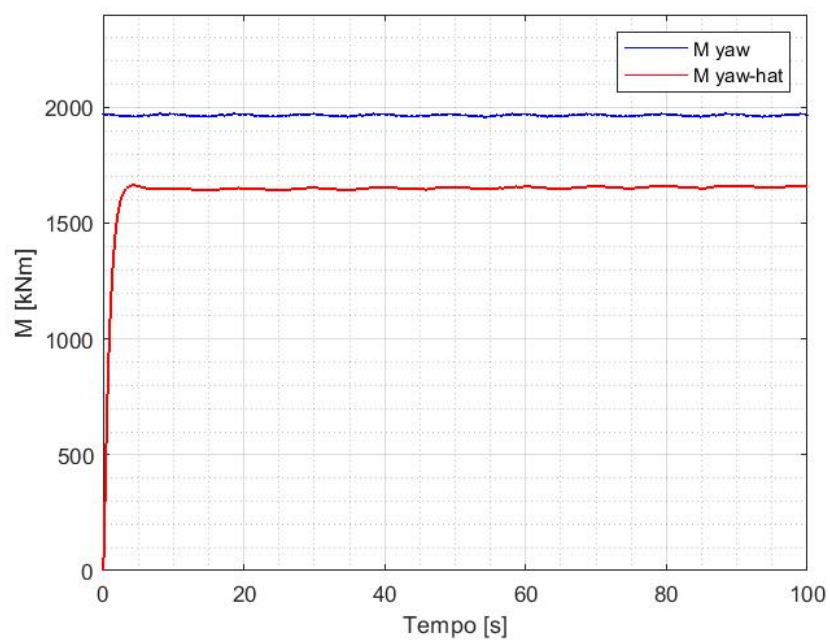
a qual foi submetida a mesma entrada do aplicada a turbina e o estimador para avaliar seu comportamento em relação a resposta original da turbina. A Figura 46 mostra o comportamento das duas curvas.

É possível ver com as funções não convergem para o mesmo valor, mas apresentam um comportamento dinâmico parecido.

6.3 Conclusão

Este Capítulo apresentou o projeto de controle IPC-PI-RLS. Em um primeiro momento a arquitetura IPC foi apresentada, sendo elencado o seu funcionamento de duas principais partes. Foram realizadas simulações do algoritmo de identificação RLS juntamente com o FAST, dentro do *software* Simulink/Matlab. Essas simulações mostraram que o identificador é capaz de identificar parâmetros de modo, se não ao todo, conseguem representar em parte a dinâmica dos esforços sobre a turbinas eólica.

Figura 46: Curvas dos momentos *yaw* da turbina e da planta parametrizada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

7 CONCLUSÃO

Essa dissertação abordou o desenvolvimento de uma técnica para redução de esforços mecânicos assimétricos sobre turbinas eólicas de larga escala. Através do estudo das bases teóricas relativas ao assunto e da revisão de trabalhos relacionados foi criada uma base de conhecimento que tornou possível o desenvolvimento do projeto.

Uma turbina eólica, apesar de sua aparência simples, é um sistema complexo, com várias dinâmicas acopladas e sujeitas a esforços e cargas de elevada intensidade e assimetria. Em cima dessas adversidades, foi proposto inicialmente um controlador do tipo PI com capacidade de adaptar seus ganhos tendo em vista a dinâmica das turbinas. Para atender a proposta de adaptação foi desenvolvido um algoritmo de estimação paramétrica, o qual foi implementado e testado via *software* Matlab/Simulink.

O *software* FAST, disponibilizado pela NREL, foi bastante utilizado na produção deste trabalho por se tratar da implementação de um modelo bem completo da dinâmica de turbinas eólicas e bem conceituado no meio acadêmico. É um recurso muito valioso, apesar de sua complexidade de utilização.

Ao final deste trabalho, apesar de não ter sido implementado por completo o controle proposto, foi possível desenvolver bastante conhecimento ao longo do período de desenvolvimento dessa dissertação. Vale-se destacar dentre estes conhecimentos, o estudo de turbinas eólicas e da técnica de IPC, estudo, projeto, desenvolvimento e implementação de um identificador de parâmetros, desenvolvimento de simulações complexas e o trabalho com um *software* específico para controle de turbinas eólicas.

REFERÊNCIAS

- [1] GWEC. *Global Wind Report 2018*. [S.l.], 2019. 61 p. Disponível em: <<https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf>>.
- [2] ABEEÓLICA. *Boletim Anual de Geração Eólica 2018*. [S.l.], 2018. 15 p. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/>>.
- [3] WORLD'S Most Powerful Offshore Wind Turbine: Haliade-X 12 MW: GE Renewable Energy. Disponível em: <<https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>>.
- [4] HANSEN, M. *Aerodynamics of Wind Turbines*. Taylor & Francis, 2015. ISBN 9781317671039. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=LcblCAAAQBAJ>>.
- [5] BIANCHI, F.; BATTISTA, H. D.; MANTZ, R. J. *Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. [S.l.: s.n.], 2007.
- [6] JENKINS, N. et al. *Wind Energy Handbook*. United Kingdom: John Wiley Sons Ltd, 2011. ISBN 0-4714-8997-2.
- [7] LIO, A. *Blade-Pitch Control for Wind Turbine Load Reductions*. [S.l.]: Springer, 2018. (Springer Theses). ISBN 978-3-319-75531-1.
- [8] BARLAS, T. K.; KUIK, G. A. M. v. Review of state of the art in smart rotor control research for wind turbines. *Progress in Aerospace Sciences*, v. 46, n. 1, p. 1 – 27, 2010. ISSN 0376-0421. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0376042109000293>>.
- [9] Bayne, S. B.; Giesselmann, M. G. Effect of blade passing on a wind turbine output. In: *Collection of Technical Papers. 35th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference and Exhibit (IECEC) (Cat. No.00CH37022)*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 2, p. 775–781 vol.2. ISSN null.

- [10] Thiringer, T.; Dahlberg, J. . Periodic pulsations from a three-bladed wind turbine. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 16, n. 2, p. 128–133, June 2001. ISSN 1558-0059.
- [11] JONKMAN, J. M.; BUHL, M. L. *FAST User's Guide*. [S.l.], 2005.
- [12] WRIGHT, A. D.; BALAS, M. J. Design of State-Space-Based Control Algorithms for Wind Turbine Speed Regulation . *Journal of Solar Energy Engineering*, v. 125, n. 4, p. 386–395, 11 2003. ISSN 0199-6231. Disponível em: <<https://doi.org/10.1115/1.1621673>>.
- [13] JONKMAN, J. et al. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. [S.l.], 2009. NREL/TP-500-38060, 947422 p. Disponível em: <<http://www.osti.gov/servlets/purl/947422-nhrlni/>>.
- [14] BOSSANYI, E. A. Individual Blade Pitch Control for Load Reduction. *Wind Energy*, v. 6, n. 2, p. 119–128, abr. 2003. ISSN 1095-4244, 1099-1824. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/we.76>>.
- [15] BIR, G. Multi-blade coordinate transformation and its application to wind turbine analysis. In: _____. *46th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*. [s.n.], 2008. Disponível em: <<https://arc.aiaa.org/doi/abs/10.2514/6.2008-1300>>.
- [16] IEC. *IEC 61400-13:2015 - Wind Turbines - Part 13: Measurement of Mechanical Loads*. 2015.
- [17] BOSSANYI, E. A. The design of closed loop controllers for wind turbines. *Wind Energy*, v. 3, n. 3, p. 149–163, 2000. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.34>>.
- [18] WRIGHT, A. D.; BALAS, M. J. Design of State-Space-Based Control Algorithms for Wind Turbine Speed Regulation . *Journal of Solar Energy Engineering*, v. 125, n. 4, p. 386–395, 11 2003. ISSN 0199-6231. Disponível em: <<https://doi.org/10.1115/1.1621673>>.
- [19] PETROVIC, I.; CAR, S. Design of a wind turbine pitch controller for loads and fatigue reduction. 01 2007.
- [20] WRIGHT, A.; FINGERSH, L.; STOL, K. Designing and testing controls to mitigate tower dynamic loads in the controls advanced research turbine: Preprint. *Collection of Technical Papers - 45th AIAA Aerospace Sciences Meeting*, v. 18, 01 2007.
- [21] Inthamoussou, F. A. et al. Lpv wind turbine control with anti-windup features covering the complete wind speed range. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 29, n. 1, p. 259–266, 2014.

- [22] HAMMERUM, K.; BRATH, P.; POULSEN, N. A fatigue approach to wind turbine control. *Journal of Physics: Conference Series*, v. 75, p. 012081, 08 2007.
- [23] Xiaodong, W. et al. Multi-objective optimization torque control of wind turbine based on lqg optimal control. In: *2013 25th Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 405–408.
- [24] Kalbat, A. Linear quadratic gaussian (lqg) control of wind turbines. In: *2013 3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5.
- [25] Fleming, P. A. et al. Field testing a wind turbine drivetrain/tower damper using advanced design and validation techniques. In: *2013 American Control Conference*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 2227–2234.
- [26] Arya, D. K.; Dewan, L. Speed control of variable speed wind turbine system. In: *2015 International Conference on Energy, Power and Environment: Towards Sustainable Growth (ICEPE)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5.
- [27] BOSSANYI, E. A. Wind Turbine Control for Load Reduction. *Wind Energy*, v. 6, n. 3, p. 229–244, jul. 2003. ISSN 1095-4244, 1099-1824. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/we.95>>.
- [28] Morim, R. B. et al. Robust model reference adaptive individual pitch control for wind turbine load reduction. In: *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1934–1939. ISSN 1553-572X.
- [29] LEITHEAD, W. et al. A novel approach to structural load control using intelligent actuators. *Mediterranean Conference on Control and Automation*, v. 0, p. 1257–1262, 06 2009.
- [30] LEITHEAD, W.; NEILSON, V.; DOMINGUEZ, S. Alleviation of unbalanced rotor loads by single blade controllers. 03 2009.
- [31] HAN, Y.; LEITHEAD, W. Alleviation of extreme blade loads by individual blade control during normal wind turbine operation. *European Wind Energy Conference and Exhibition 2012, EWEC 2012*, v. 1, p. 296–304, 01 2012.
- [32] HAN, Y.; LEITHEAD, W. Combined wind turbine fatigue and ultimate load reduction by individual blade control. *Journal of Physics: Conference Series*, v. 524, p. 012062, 06 2014.
- [33] Duesterhoeft, W. C.; Schulz, M. W.; Clarke, E. Determination of instantaneous currents and voltages by means of alpha, beta, and zero components. *Transactions of the*

- American Institute of Electrical Engineers*, v. 70, n. 2, p. 1248–1255, July 1951. ISSN 2330-9431.
- [34] Zhang, Y.; Chen, Z.; Cheng, M. Proportional resonant individual pitch control for mitigation of wind turbines loads. *IET Renewable Power Generation*, v. 7, n. 3, p. 191–200, May 2013. ISSN 1752-1424.
- [35] BOSSANYI, E.; WRIGHT, A. Field testing of individual pitch control on the nrel cart2 wind turbine. 01 2009.
- [36] Bossanyi, E. A.; Fleming, P. A.; Wright, A. D. Validation of individual pitch control by field tests on two- and three-bladed wind turbines. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, v. 21, n. 4, p. 1067–1078, July 2013. ISSN 2374-0159.
- [37] SHAN, M.; JACOBSEN, J.; ADELTE, S. Field testing and practical aspects of load reducing pitch control systems for a 5 mw offshore wind turbine. *Annual Conference and Exhibition of European Wind Energy Association*, p. 101–105, 01 2013.
- [38] ASTROM, K. J.; WITTENMARK, B. *Adaptive Control*. 2nd. ed. USA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1994. ISBN 0201558661.
- [39] IOANNOU, P. A.; SUN, J. *Robust Adaptive Control*. USA: Prentice-Hall, Inc., 1995. ISBN 0134391004.
- [40] OGATA, K. *Modern Control Engineering*. 4th. ed. USA: Prentice Hall PTR, 2001. ISBN 0130609072.
- [41] HANSEN, M. et al. Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine. 01 2005.

ANEXO A SISTEMA DE CONTROLE DE REFERÊNCIA

A.1 Controle de torque

O objetivo deste controlador é utilizar o torque do gerador para manter um ótimo λ na Região II, assim mantendo C_p em seu valor máximo e maximizando a potência.

A.2 Projeto de controladores base

A maioria das turbinas eólicas modernas possuem um controle coletivo de passo das pás para regular a velocidade do rotor na Região III, conforme definido na Seção 2.4. Essa técnica, denominada CPC, calcula um ângulo de passo para todas as pás em resposta as variações da velocidade do rotor da turbina.

O ângulo de passo coletivo é computado através de uma lei de controle proporcional integrativo com mapeamento de ganhos sobre o erro da velocidade do rotor.

O projeto deste controlador se baseia no modelo da turbina eólica com apenas um grau de liberdade. Isto ocorre devido ao fato de que o CPC tem por objetivo regular a velocidade do rotor/gerador, fazendo com que o grau de liberdade do modelo utilizado seja a rotação angular do eixo da turbina. As equações de movimentos deste modelo são desenvolvidas a seguir para obtenção dos ganhos do controlador.

A equação de movimento que define o comportamento de corpo livre do eixo de transmissão da turbina é dado por:

$$T_{aero} - N_{gear}T_{gen} = (I_{rot} + N_{gear}^2 I_{gen}) \frac{d}{dt}(\Omega_0 + \Delta\Omega) = I_{drivetrain} \Delta\dot{\Omega}, \quad (56)$$

onde T_{aero} é torque aerodinâmico relativo ao eixo de baixa rotação, T_{gen} é o torque do gerador relativo ao eixo de alta rotação, N_{gear} é a relação da caixa de engrenagens entre os eixos de baixa e alta rotação, $I_{drivetrain}$ é a inércia do eixo de transmissão da turbina sobre o eixo de baixa rotação, I_{rot} é a inércia do eixo de baixa rotação, I_{gen} é a inércia do eixo de alta rotação, Ω_0 é a velocidade nominal do rotor, $\Delta\Omega$ é uma pequena perturbação da velocidade rotacional sobre o eixo do rotor, $\Delta\dot{\Omega}$ é a aceleração rotacional do eixo do rotor e t é o tempo.

Devido ao fato de que o controle de torque da turbina manter a potência do gerador constante na Região III, o torque do gerador é inversamente proporcional à velocidade do gerador,

$$T_{gen} = \frac{P_0}{N_{gear}\Omega}, \quad (57)$$

onde P_0 é a potência mecânica nominal da turbina e Ω a velocidade de rotação do rotor.

Analogamente, assumindo variações de torque aerodinâmico desprezíveis com a velocidade do rotor, o torque aerodinâmico é definido como:

$$T_{aero} = \frac{P(\beta, \Omega_0)}{\Omega_0}, \quad (58)$$

onde P é a potência mecânica da turbina e β o ângulo de passo das pás da turbina.

Através da expansão de primeira ordem das séries de Taylor das Equações 57 e 58, temos

$$T_{gen} \approx \frac{P_0}{N_{gear}\Omega_0} - \frac{P_0}{N_{gear}\Omega_0^2}\Delta\Omega, \quad (59)$$

e

$$T_{aero} = \frac{P_0}{\Omega_0} + \frac{1}{\Omega_0} \left(\frac{\partial P}{\partial \beta} \right) \Delta\beta, \quad (60)$$

onde $\Delta\beta$ é uma pequena perturbação sobre o ângulo de passo das pás entorno do seu ponto de operação e $\partial P / \partial \beta$ é definido como a sensibilidade da potência aerodinâmica em relação ao ângulo de passo coletivo. Através da utilização da lei de controle proporcional integral derivativa (PID), a relação entre a perturbação sobre o ângulo coletivo de passo e a perturbação sobre a velocidade do rotor é definida como:

$$\Delta\beta = K_p\Delta\Omega + K_i \int_0^t \Delta\Omega dt + K_d\Delta\dot{\Omega}, \quad (61)$$

onde K_p , K_i e K_d são os ganhos proporcional, integral e derivativo da lei de controle respectivamente.

Através da manipulação das Equações 59, 60 e 61, a equação de movimento do eixo de transmissão da turbina utilizando uma lei de controle PID se torna uma equação diferencial de segunda ordem:

$$I\ddot{\varphi} + D\dot{\varphi} + K\varphi = 0, \quad (62)$$

onde $\dot{\varphi}$ é velocidade angular e os parâmetros são definidos como:

$$\begin{aligned}
I &= I_{rot} + N_{gear}^2 I_{gen} + \frac{1}{\Omega_0} \left(-\frac{\partial P}{\partial \beta} \right) K_d, \\
D &= \frac{1}{\Omega_0} \left(-\frac{\partial P}{\partial \beta} \right) K_p \frac{30}{\pi} - \frac{P_0}{\Omega_0^2}, \\
K &= \frac{1}{\Omega_0} \left(-\frac{\partial P}{\partial \beta} \right) K_i \frac{30}{\pi}.
\end{aligned} \tag{63}$$

Sistemas de controle PID irão obedecer o comportamento de um sistema de 2º ordem com uma frequência natural (ω_n) e um taxa de amortecimento (ζ) definidos por [13; 41]:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K}{I}}, \tag{64}$$

e

$$\zeta = \frac{D}{2\sqrt{KI}} = \frac{D}{2I\omega_n}. \tag{65}$$

Para o projeto do CPC, [41] recomenda a não utilização do ganho derivativo (K_d) e ignorar o amortecimento negativo oriundo do controle de torque do gerador (P_0/Ω_0^2). O estudo indica a utilização de $\omega_n = 0,6$ rad/s e $\zeta = 0,6 - 0,7$. Com a utilização destes valores é possível se obter as equações que definem os ganhos de controle:

$$K_p = \frac{2I_{drivetrain}\Omega_0\zeta\omega_n}{\left(-\frac{\partial P}{\partial \beta}\right)} \frac{\pi}{30}, \tag{66}$$

e

$$K_i = \frac{I_{drivetrain}\Omega_0\omega_n^2}{\left(-\frac{\partial P}{\partial \beta}\right)} \frac{\pi}{30}. \tag{67}$$

A sensibilidade do passo das pás ($\partial P/\partial \beta$) é uma propriedade aerodinâmica do rotor da turbina que depende da velocidade do vento, velocidade do rotor e do ângulo de passo das pás. Em [13] é obtida a Tabela 2 que apresenta os respectivos valores de sensibilidade para diferentes pontos de operação da turbina de referência NREL 5MW.

Conforme apresentado na Tabela 2, a sensibilidade da potência aerodinâmica relativa ao ângulo de passo varia consideravelmente. Sendo assim, ganhos constantes não são adequados para um controle efetivo da velocidade do rotor. A variação desta sensibilidade varia de uma maneira próxima a um comportamento linear, possibilitando a seguinte definição:

$$\frac{\partial P}{\partial \beta} = \left[\frac{\frac{\partial P}{\partial \beta}(\beta = 0)}{\beta_k} \right] \beta + \left[\frac{\partial P}{\partial \beta}(\beta = 0) \right], \tag{68}$$

Tabela 2: Sensibilidade da potência aerodinâmica relativa ao ângulo de passo na Região III.

Vel. vento (m/s)	Vel. rotor (rpm)	Ângulo passo (°)	$\partial P / \partial \theta$ (watt/rad)
11.4 - Rated	12.1	0.00	$-28.24\text{E} + 6$
12.0	12.1	3.83	$-43.73\text{E} + 6$
13.0	12.1	6.60	$-51.66\text{E} + 6$
15.0	12.1	10.45	$-64.44\text{E} + 6$
16.0	12.1	12.06	$-70.46\text{E} + 6$
18.0	12.1	14.92	$-83.94\text{E} + 6$
19.0	12.1	16.23	$-90.67\text{E} + 6$
21.0	12.1	18.70	$-99.04\text{E} + 6$
22.0	12.1	19.94	$-105.90\text{E} + 6$
24.0	12.1	22.35	$-120.20\text{E} + 6$
25.0	12.1	23.47	$-125.30\text{E} + 6$

Fonte: Retirado de [13].

ou

$$\frac{1}{\frac{\partial P}{\partial \beta}} = \frac{1}{\frac{\partial P}{\partial \beta}(\beta = 0) \left(1 + \frac{\beta}{\beta_k}\right)}, \quad (69)$$

onde $\frac{\partial P}{\partial \beta}(\beta = 0)$ é a sensibilidade nominal com ângulo de passo inicial e β_k é definido como o ângulo de passo no qual a sensibilidade dobra em relação ao ponto inicial:

$$\frac{\partial P}{\partial \beta}(\beta = \beta_k) = 2 \frac{\partial P}{\partial \beta}(\beta = 0). \quad (70)$$

A aproximação linear entre a sensibilidade e ângulo de passo é uma forma simples de implementar um controle por mapeamento de ganhos com base no próprio ângulo de passo

$$K_p = \frac{2I_{drivetrain}\Omega_0\zeta\omega_n}{\left(-\frac{\partial P}{\partial \beta}\right)} \frac{\pi}{30} GK(\beta), \quad (71)$$

e

$$K_i = \frac{I_{drivetrain}\Omega_0\omega_n^2}{\left(-\frac{\partial P}{\partial \beta}\right)} \frac{\pi}{30} GK(\beta), \quad (72)$$

onde $GK(\beta)$ é um fator de correção dos ganhos de controle, o qual é dependente do próprio ângulo de passo

$$GK(\beta) = \frac{1}{1 + \frac{\beta}{\beta_k}} \quad (73)$$