

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Maurício Ohse Lourencena

**Projeto de Controladores Escalonados e Laços  
de *Anti-windup* para Regulação de Velocidade  
em Turbinas Eólicas**

**Porto Alegre - RS**

**Novembro de 2020**

Maurício Ohse Lourencena

**Projeto de Controladores Escalonados e Laços de  
*Anti-windup* para Regulação de Velocidade em Turbinas  
Eólicas**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para a Graduação em Engenharia Elétrica

Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS

Escola de Engenharia

Departamento de Engenharia Elétrica

Orientador: Jeferson Vieira Flores

Porto Alegre - RS

Novembro de 2020

Maurício Ohse Lourencena

**Projeto de Controladores Escalonados e Laços de  
*Anti-windup* para Regulação de Velocidade em Turbinas  
Eólicas**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para a Graduação em Engenharia Elétrica

---

**Prof. Dr. Jeferson Vieira Flores**  
Orientador

---

**Prof. Dr. Aurélio Tergolina Salton**

---

**Prof. Dra. Lucíola Campestrini**

Porto Alegre - RS  
Novembro de 2020

*Este trabalho é dedicado aos meus pais,  
por tanto me inspirarem.*

# Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, Uilson Sidnei Cechinatto e Neiva Ivete Ohse, por todo o amor, parceria e suporte incondicional dado ao longo dessa jornada.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Jeferson Vieira Flores, pela excelência como professor e orientador, e pela inspiração de caminho da docência a ser trilhado.

Agradeço a meus amigos, Estevan, Hikari, Rodrigo e Germano, por tantas noites de conversas e revisões, pelo apoio e ajuda mesmo quando não entendiam do assunto.

# Resumo

Este trabalho apresenta a análise e o projeto de controladores e laços de *anti-windup* visando a regulação de velocidade do rotor em turbinas eólicas. Essa regulação se dá pelo ajuste do ângulo das pás da turbina e é importante para garantir a extração ótima de energia e também tem papel na redução das forças mecânicas atuando sobre a torre. Além da regulação de velocidade, a operação da turbina em diferentes intensidades de vento gera diferentes objetivos de controle - em particular, há uma região de transição onde é desligado o controle de ângulo quando a intensidade de vento é baixa. Dependendo do controlador utilizado, a regulação nessa região de transição pode apresentar piora no desempenho transitório devido à saturação pelo *windup* da ação integral. Além do problema da saturação, o sistema da turbina é não linear e pode ser aproximado por um modelo LPV (do inglês: *Linear Parameter Varying*). Baseado nesses fatos, foram considerados controladores PI com ganhos escalonados a partir da velocidade de vento e a utilização de laços *anti-windup* dinâmicos projetados a partir da solução de um problema de otimização com restrições LMI (do inglês, *Linear Matrix Inequalities*). O controle proposto foi numericamente avaliado em uma turbina de 5MW, modelando os efeitos aerodinâmicos, elétricos e mecânicos. As simulações utilizaram o FAST em conjunto do *Simulink/MATLAB*. O sistema proposto obteve uma redução de até 26,19% do *overshoot* em resposta a distúrbio de vento com o controlador PI escalonado, e uma redução de até 52,94% no *overshoot* na região de transição no laço *anti-windup* dinâmico com relação ao estático.

**Palavras-chaves:** Turbina Eólica. *Anti-windup* desacoplado. LPV. Controle Escalonado

# Abstract

This work presents the analysis and design of controller and anti-windup loop aiming for rotor speed regulation in wind turbines (WT). This regulation occurs by changing blade pitch angle and is important to guarantee optimal power generation. Furthermore, it has an important role in reducing mechanical forces acting on the tower. Besides speed regulation, WTs operating in different wind intensities have different control objectives - in particular, there's a transition region where pitch control is turned off when the wind is low. Depending on the utilized controller, regulation in this transition region may degrade transient performance due to saturation and the occurrence of integral windup action. Besides the saturation problem, WTs are highly non-linear systems that may be approximated by a Linear Parameter Varying (LPV) model. Based on these facts, a scheduling-gain PI controller for speed regulation and a dynamic anti-windup loop designed as a solution of Linear Matrix Inequalities (LMI) restrictions were considered. The proposed controller was numerically evaluated in a 5MW WT, modeling aero, electrical and mechanical dynamics. The simulations were made with FAST and Simulink/MATLAB. The proposed system achieved up to 26,19% reduction in overshoot to step disturbance with the scheduling PI and a reduction of up to 52,95% overshoot reduction in the transition region with the dynamic anti-windup compared to static.

**Keywords:** Wind Turbine, Decoupled Anti-windup, LPV, Scheduling Control

# Lista de ilustrações

Figura 1 – LCoE médio global de fontes renováveis de energia . . . . .	14
Figura 2 – Ângulo de rotação longitudinal das pás . . . . .	15
Figura 3 – Regiões de operação da turbina de 5MW. . . . .	17
Figura 4 – Diagrama do controlador PI . . . . .	21
Figura 5 – Diagrama do controlador PI escalonado . . . . .	23
Figura 6 – Diagrama do compensador <i>anti-windup</i> estático . . . . .	24
Figura 7 – Diagrama do compensador <i>anti-windup</i> proposto . . . . .	25
Figura 8 – Representação equivalente da arquitetura em termos de $M(s)$ . . . . .	27
Figura 9 – Diagrama de blocos geral . . . . .	31
Figura 10 – Diagrama de blocos do ganho escalonado . . . . .	32
Figura 11 – Diagrama de blocos do compensador <i>anti-windup</i> dinâmico . . . . .	32
Figura 12 – Diagrama de blocos de $\theta_1$ e $\theta_2$ . . . . .	33
Figura 13 – Diagrama do controlador PI estático com pontos de operação . . . . .	34
Figura 14 – LGR do sistema linearizado em 18 m/s com PI em malha fechada . . . . .	35
Figura 15 – Resposta ao salto de $G_1(s)$ com PI em malha fechada para os pontos de operação . . . . .	36
Figura 16 – Resposta em malha aberta do sistema para o perfil de vento selecionado . . . . .	38
Figura 17 – Comparação controle de velocidade do rotor com PI simples e PI escalonado. . . . .	39
Figura 18 – Ensaio de rajada de vento para PI escalonado . . . . .	40
Figura 19 – Comparação de controladores <i>anti-windup</i> no modelo linearizado. . . . .	42
Figura 20 – Comparação de controladores <i>anti-windup</i> à rampa no distúrbio. . . . .	43
Figura 21 – Comparação à rampa no distúrbio sem controlador <i>anti-windup</i> . . . . .	44
Figura 22 – Comparação de controladores <i>anti-windup</i> à rajada de vento. . . . .	45



# Lista de tabelas

Tabela 1 – Características da Turbina de 5MW . . . . .	30
Tabela 2 – Polos e Zeros de $G_1(s)$ para diferentes velocidades de vento . . . . .	34
Tabela 3 – Ganhos PI encontrados para cada ponto de operação . . . . .	36

# Lista de abreviaturas e siglas

SISO	<i>Single-Input Single-Output</i>
CPC	<i>Collective Pitch Control</i>
IPC	<i>Individual Pitch Control</i>
LMI	<i>Linear Matrix Inequalities</i>
LPV	<i>Linear Parameter Varying</i>
PI	Proporcional Integral
PID	Proporcional Integral Derivativo
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
FAST	<i>Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence</i>
DOF	<i>Degree of Freedom</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
WT	<i>Wind Turbine</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
RPM	Rotação por Minuto
LGR	Lugar Geométrico das Raízes
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
VS-VP	<i>Variable Speed Variable Pitch</i>

# Sumário

1	<b>INTRODUÇÃO</b>	11
2	<b>TURBINAS EÓLICAS</b>	14
2.1	Geração de Energia Eólica	14
2.2	Controle de Turbinas Eólicas	15
2.3	Regiões de Operação de uma Turbina e Objetivo de Controle	16
2.4	Modelagem de Turbinas Eólicas	18
2.4.1	Representação no Espaço de Estados	18
2.4.2	Modelo LPV SISO	20
3	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	21
3.1	Controlador PI	21
3.2	Controlador PI Escalonado	22
3.3	Laço <i>Anti-windup</i>	23
4	<b>RESULTADOS</b>	29
4.1	<i>Softwares</i> utilizados	29
4.2	Projeto dos controladores PI	33
4.3	Simulações PI e PI escalonado	38
4.4	Laço <i>Anti-windup</i>	41
5	<b>CONCLUSÃO</b>	46
	<b>REFERÊNCIAS</b>	48

# 1 Introdução

Em abril de 2017, a matriz energética do nordeste brasileiro passou por uma situação inédita: a energia eólica fora a principal fonte de geração naquele subsistema. Essa fonte vem tomando espaço na matriz, crescendo de *935 MW* em 2010 para *12.966 MW* em 2017, com previsão de *17.452 MW* em 2020. (EM, 2019). Um crescimento entre 2010 e 2017 de 1380% mostra que a energia eólica vem crescendo como fonte de energia renovável.

O aumento expressivo da geração eólica é explicada pela diminuição do custo nivelado da energia (LCoE, do inglês, *Levelised Cost of Electricity*). Segundo a agência internacional de energia renovável (IRENA), entre as fontes de energia renováveis em 2019, ela esteve atrás apenas da geração hidrelétrica (IRENA, 2020). O LCoE está relacionado com a vida útil e a qualidade da energia produzida, ambas características dependentes do sistema de controle implementado. Segundo (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007), quanto maior potência da turbina, menor o LCoE e maior a importância do sistema de controle.

As turbinas eólicas são máquinas eletromecânicas capazes de converter a energia cinética do vento em energia elétrica, tendo como principais elementos um gerador, um rotor, uma torre e um conjunto de pás. Elas operam de forma ininterrupta enquanto houver vento suficiente para movimentar o rotor, com tempo de vida médio chegando a 20 anos e com pouca perda de eficiência ao longo da sua vida útil. Além disso, o vento é disponível de forma inacabável, não dependendo de combustível ou de chuvas.

Em (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007), o controle de turbinas eólicas é caracterizado, mostrando que o sistema de controle é fundamental em turbinas eólicas de grande porte. Esse controle tem como objetivo aprimorar a eficiência das turbinas, assim como a redução das cargas mecânicas e aerodinâmicas que reduzem a vida útil da torre. Além disso, com campos eólicos alcançando a potência de usinas elétricas convencionais, o controle da qualidade da potência gerada é essencial para reduzir os efeitos adversos da integração no sistema da rede. Assim, o controle tem efeito imediato no custo da energia eólica, e controladores de alta performance e confiança são necessários para aumentar a competitividade dessa forma de geração de energia.

Turbinas eólicas permitem um controle de velocidade do rotor a partir da alteração do ângulo das pás e do torque elétrico produzido. Através de motores acoplados nas pás, rotaciona-se as mesmas de forma que a alteração do ângulo das pás modifique a energia captada do vento, sendo primariamente utilizada para regular a velocidade de rotação do rotor. O controle do ângulo das pás pode ser realizado de forma coletiva

(CPC, do inglês: *Collective Pitch Control*) ou individual (IPC, do inglês: *Individual Pitch Control*). O CPC é adequado para regulação da velocidade do rotor e redução de esforços mecânicos simétricos, garantindo que a velocidade do rotor se mantenha na operação nominal. Por outro lado, o IPC é adequado para minimizar os esforços provenientes de ventos assimétricos no disco das pás, reduzindo os efeitos periódicos dos esforços.

A operação e controle da turbina eólica depende diretamente da velocidade do vento incidente, dividindo o funcionamento da turbina em distintas regiões de operação com diferentes estratégias de controle. Variações súbitas na velocidade do vento que fazem com que a turbina opere na transição entre essas regiões gera problemas complexos a serem considerados pelo projetista do sistema.

O objetivo principal deste trabalho é o projeto de controladores escalonados e laços de *anti-windup* para regulação de velocidade em turbinas eólicas operando em diferentes regiões de operação. Na região de máxima extração de potência, o objetivo é regular a velocidade do rotor a partir de controladores Proporcional-Integral (PI) com ganhos escalonados pela velocidade do vento incidente. Para o projeto do controlador escalonado foi utilizada uma representação LPV (Linear Parameter Varying, do inglês), onde observa-se a velocidade do rotor como saída, o ângulo das pás como entrada e é considerado que o modelo matemático varia linearmente com o vento, sendo isto uma aproximação do comportamento real da turbina (ØSTERGAARD; STOUSTRUP; BRATH, 2009).

Na transição das regiões de operação, é considerado um controlador PI com ganhos fixos e foram projetados laços de *anti-windup* dinâmicos visando a melhoria do desempenho transitório do sistema. O laço de *anti-windup* considerado é baseado na técnica de condicionamento linear, que permite projetar a estratégia de *anti-windup* de forma desacoplada do controlador regulador de velocidade. Esse laço tem como objetivo lidar com o problema da saturação que ocorre quando a turbina desacelera do seu valor de operação nominal. Em outras palavras, quando a turbina deixa de operar em velocidade nominal, o ângulo da pá não é mais controlado e ocorre saturação em zero. A atuação do laço de *anti-windup* se dá simultaneamente na entrada e na saída do controlador, sendo projetado a partir da solução de um problema de otimização com restrições na forma de LMI (Linear Matrix Inequalities, do inglês, desigualdade de matrizes lineares). Essas restrições minimizam a energia do distúrbio causado pela saturação na operação nominal do sistema.

São apresentados quatro ensaios de simulação do sistema controlador proposto. Os perfis de vento utilizados são definidos na (IEC, 2002), a norma referente as condições de operação de turbinas. Foram selecionados dois perfis de vento, a rampa e a rajada de vento, por serem os perfis utilizados na literatura da turbina selecionada. Primeiro, é apresentado a comparação entre o controlador PI e o PI escalonado, onde a turbina

opera com o controle de ângulo sempre ligado na região de operação nominal. Por fim, é apresentada a comparação entre o laço *anti-windup* dinâmico e o *anti-windup* estático.

O desenvolvimento e simulações dos controladores projetados foram realizados dentro do software *FAST* em conjunto com o ambiente *Simulink* do software *MATLAB*. O *FAST* é uma ferramenta de simulação aeroelástica de turbinas eólicas horizontais. Esse software *open source* foi desenvolvido pela *NREL - National Renewable Energy Laboratory*, e é um software estado da arte quando trata-se de simulação de turbinas eólicas. Por fim, a turbina escolhida é utilizada como padrão para estudos de turbinas de grande porte. (JONKMAN, 2009)

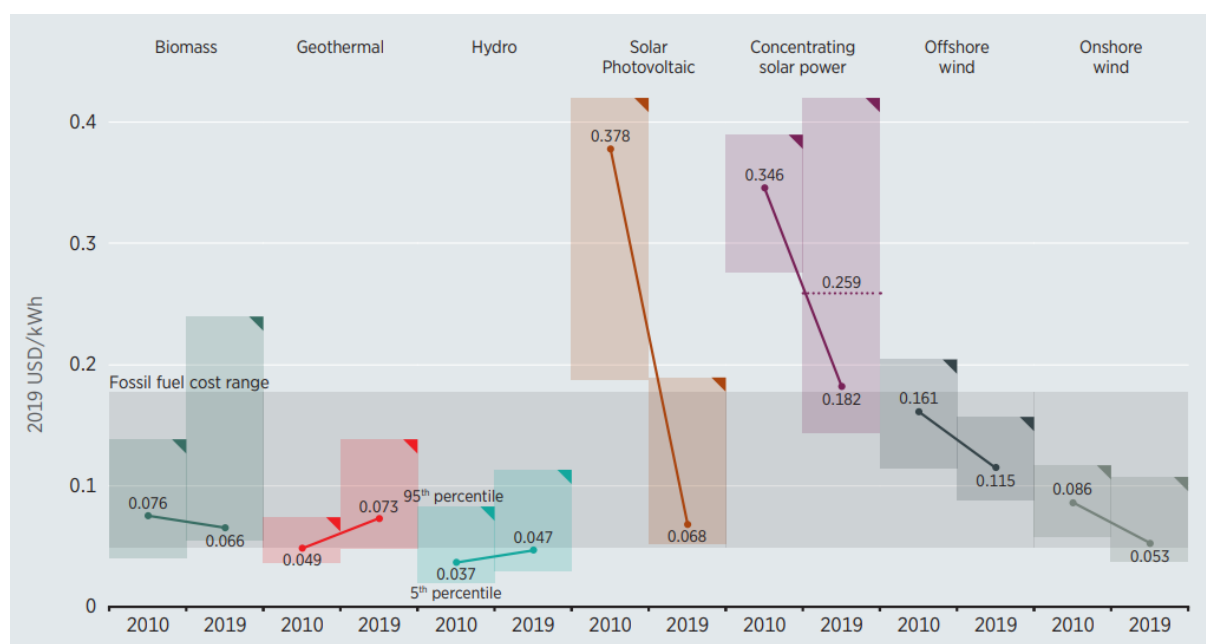
## 2 Turbinas Eólicas

Neste capítulo será abordado o estudo sobre turbinas eólicas, junto com seu modelo e sistemas de controle. O capítulo inicia-se comparando a geração eólica às outras fontes renováveis, após define-se os tipos de controle em turbinas, as regiões de operação e por fim os modelos de turbinas.

### 2.1 Geração de Energia Eólica

Desde 2010, o LCoE de todas as energias renováveis vem reduzindo graças a melhoria das tecnologias utilizadas, redução de custo operacional e aumento da escalabilidade dos sistemas geradores. A energia eólica e solar, em particular, tiveram redução expressiva no seu custo e são hoje competitivas com a geração hidrelétrica. Na Figura 1, uma comparação e evolução do LCoE de fontes de energia renováveis na última década, feito pelo *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2020). Para cada fonte, é mostrado o intervalo do LCoE, visto que o custo para uma mesma fonte varia de acordo com as características específicas de cada usina. Observando as fontes com maior redução do LCoE, destacam-se a energia eólica e a energia solar, ambas que tornaram-se economicamente competitivas com a energia hidrelétrica.

Figura 1 – LCoE médio global de fontes renováveis de energia



Fonte: Retirado de (IRENA, 2020)

Observe que há duas fontes eólicas descritas pelo IRENA - *offshore*, referente a turbinas em alto mar, e *onshore*, turbinas montadas na costa. Ambas apresentam redução de custos, porém, turbinas *onshore* possuem um LCoE menor. Isso ocorre pois turbinas *offshore* resultam em maiores desgastes físicos da torre, maior dificuldade de transmissão da energia gerada e manutenção dificultada em relação às turbinas *onshore*. Por outro lado, turbinas em alto mar não geram ruídos em locais habitados, nem interferem em movimentos migratórios dos pássaros. Apesar das vantagens ambientais, este trabalho opta pelo estudo da turbina *onshore*, visto maior competitividade com outras fontes renováveis.

## 2.2 Controle de Turbinas Eólicas

O sistema de controle de turbinas eólicas é essencial para aprimorar a eficácia das turbinas eólicas na geração de energia, assim como aliviar as cargas mecânicas e aerodinâmicas que, por sua vez, reduzem a vida útil da torre. Dessa forma, entende-se que o controle possui um impacto imediato no custo da energia eólica (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007).

As turbinas devem suportar o caráter intermitente e sazonal do vento. Por essa razão, elas possuem mecanismo que limitam a energia capturada do vento para prevenir sobrecarga de rotação. As turbinas incorporam dispositivos que rotacionam as pás - ou parte delas - com respeito ao eixo longitudinal, de forma a diminuir a captação da energia do vento. Esse método é chamado de controle de ângulo das pás, conforme mostrado na Figura 2. Alternativamente, existem métodos passivos que removem a necessidade de dispositivos ativos vulneráveis, ganhando em robustez de *hardware*. Esses métodos passivos consistem de disposições aerodinâmicas que diminuem a conversão da energia através de aumento de atrito. Apesar da simplicidade, esses métodos passivos possuem menor captura de energia e aumento de esforços mecânicos. Em turbinas de grande porte, devido ao alto custo de implementação, preza-se por eficiência e vida útil e utiliza-se o controle ativo do ângulo das pás.

Figura 2 – Ângulo de rotação longitudinal das pás



Fonte: Disponível em (MOOG, 2012)



Além do controle do ângulo das pás, turbinas eólicas também possuem controle da potência elétrica de saída (torque elétrico). No caso de pequenas turbinas, geradores síncronos que funcionam apenas em uma frequência de rotação relacionada a frequência da rede elétrica são utilizados, porém essas turbinas são rígidas demais para se adaptarem a mudança de vento. Elas possuem potência máxima apenas no chamado TSR <sup>1</sup> ótimo, com essas turbinas de velocidade fixa tendo eficiência máxima em apenas uma intensidade de vento. Para fazer melhor uso da turbina, foram desenvolvidas turbinas de velocidade variável, que possuem conversores eletrônicos para acoplamento na rede elétrica. Esses conversores eletrônicos são utilizados para variar a potência fornecida, buscando a eficiência máxima para o TSR de operação (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007).

## 2.3 Regiões de Operação de uma Turbina e Objetivo de Controle

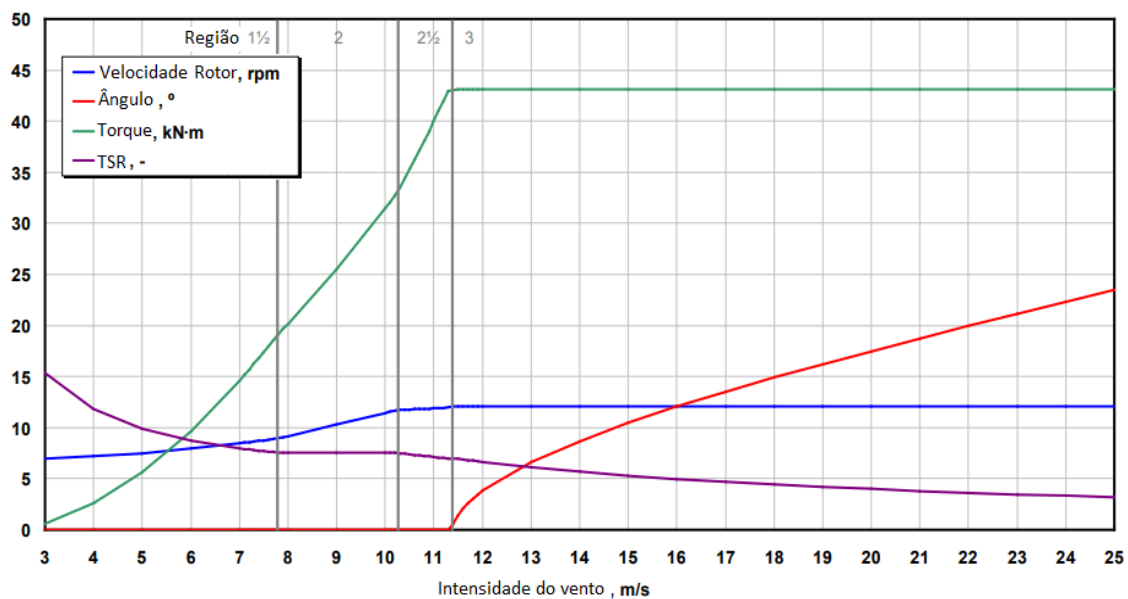
Nessa seção, serão descritas as diferentes regiões de operação de uma turbina eólica de velocidade variável e ângulo de pá variável (VS-VP). A operação de uma turbina eólica pode ser dividida em 6 distintas regiões, de acordo com a sua intensidade de vento: 1,  $1\frac{1}{2}$ , 2,  $2\frac{1}{2}$ , 3 e 4 (WRIGHT, 2008). Entre as regiões, varia-se o objetivo de controle e as variáveis controladas, de forma que o projetista deve levar em considerações essas variações. A maior parte da energia gerada ocorre entre as regiões 2 e 3 (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007), por isso, essas são as regiões de escopo de controle desse trabalho.

A região 1 é a região anterior à velocidade mínima de vento requerido, onde não se gera torque elétrico. Quando o vento é suficiente para acelerar o rotor, inicia-se a rotina de *start-up*, na região  $1\frac{1}{2}$ . A região 2 é a região em que a velocidade de rotação da turbina é variável, e controla-se o torque elétrico para otimizar a máxima extração possível de energia da turbina. A região  $2\frac{1}{2}$  é uma transição entre a região 2 e 3. Na região 3, a potência elétrica gerada é máxima e constante, onde a turbina gera a potência nominal e controla-se a velocidade do rotor para mantê-la constante. A região 4 é a região em que o vento é elevado demais para a operação segura da torre, em que a operação da torre é desligada por excesso de forças aerodinâmicas. A Figura 3 apresenta o comportamento de variáveis como torque elétrico, a velocidade de rotação e o TSR ótimo da turbina para cada intensidade de vento, considerando as regiões de operação.

---

<sup>1</sup> *Tip-Speed-Ratio*, do inglês, razão entre velocidade da ponta da pá e velocidade do vento

Figura 3 – Regiões de operação da turbina de 5MW.



Fonte: Adaptado de (JONKMAN, 2009)

Note que o ângulo da pá é regulado apenas na Região 3, onde o torque gerado é constante, enquanto nas outras regiões o torque varia e o ângulo da pá é mantido em zero. Quando o ângulo é zero, a incidência do vento é máxima no rotor, extraindo o máximo de potência possível. Quando a intensidade de vento é menor que 3 m/s, é a chamada região 1, onde o rotor gira, porém não com velocidade suficiente para gerar energia elétrica. Após certa velocidade de vento, inicia-se a região 1½, onde preocupa-se em acelerar suficientemente o rotor e inicia-se a otimização do torque elétrico possível.

Na Região 2 o fornecimento de energia é iniciado. Nessa região, a velocidade do vento não é suficiente para a turbina atingir sua velocidade nominal, onde o gerador estaria fornecendo sua potência nominal. Como não há velocidade suficiente, deseja-se extrair o máximo de energia possível. Segundo (WRIGHT, 2008), para gerar o máximo de energia nessa região, é necessário controlar o torque elétrico gerado de acordo com a velocidade do rotor, pois cada velocidade de rotação possui um torque máximo gerado. Para cada intensidade de vento, existe uma potência elétrica máxima a ser extraída proporcional ao cubo da velocidade de vento. (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007). O controlador nessa região usualmente é uma tabela de valores que corresponde um valor de potência gerada de a uma velocidade de rotação do rotor. Bianchi afirma que o controle do torque elétrico é um problema que pode ser desacoplado da regulação de velocidade, visto que não há controle de ângulo quando ocorre controle de torque. O problema do torque então torna-se um problema apenas de eletrônica de potência.

Na Região 3, o vento é suficiente para que o rotor atinja a velocidade nominal de rotação. Quando o torque nominal é alcançado, é desejável uma velocidade mais constante

possível no rotor. Conforme aumenta-se a intensidade do vento, a tendência do rotor é acelerar, saindo do ponto ótimo de extração de potência. Nesse caso, necessita-se controlar a velocidade do rotor a partir do ajuste dos ângulos das pás, de forma que o rotor capte menos energia do vento e a velocidade seja mantida.

Para a turbina em questão, a região de transição  $2\frac{1}{2}$  ocorre em velocidades de vento próximas de  $11,4m/s$ . Essa região é onde ocorre a troca do controle do torque gerado pelo controle da velocidade de rotação. Rajadas de vento fazem com que a operação da turbina saia da terceira região para a segunda, de forma que o ângulo das pás, que até então estava regulando a velocidade do rotor para mantê-la constante, passa a saturar em  $0^\circ$ . Essa saturação contribui para a dinâmica não linear da turbina e deve ser levada em conta quando o sistema opera na região de transição. Além disso, distúrbios de vento de alta intensidade podem fazer com que o controlador projetado sature mesmo dentro da Região 3 de operação da turbina.

## 2.4 Modelagem de Turbinas Eólicas

Para fins de projeto dos controladores, usualmente é necessário um modelo da turbina que represente a relação dinâmica entre as variáveis de entrada e de saída de interesse. Segundo (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007), as turbinas eólicas podem ser vistas como a união de vários subsistemas referentes às partes mecânica, elétrica e aerodinâmica da turbina. A união desses subsistemas gera um sistema não linear, isto é, que varia com a intensidade de vento, ângulo das pás e velocidade do rotor. É possível aproximar o comportamento do sistema no entorno de um ponto de operação através de um sistema LTI (do inglês, *Linear Time Invariant*). É escolhido um ponto de operação baseado na intensidade do vento, no ângulo das pás e velocidade do rotor, e obtém-se o comportamento aproximado do sistema para pequenas variações do ponto de operação. As equações não lineares são aproximadas por Série de Taylor truncada no elemento de primeira ordem.

### 2.4.1 Representação no Espaço de Estados

Nessa seção, será definida a representação LTI no espaço de estados do modelo linear de uma turbina em um ponto de operação. Em primeiro lugar, assume-se que é realizado o controle coletivo do ângulo das pás  $\beta$ , ou seja, as três pás recebem o mesmo valor de ângulo. Além disso, a intensidade do vento é considerada tanto como distúrbio afetando a dinâmica da velocidade do rotor, quanto como um parâmetro de escalonamento que altera a dinâmica do sistema. Assim, para fins de regulação da velocidade do rotor, o sistema pode ser visto como um sistema não linear SISO com uma entrada de controle, uma saída regulada e um distúrbio atuando na saída. Em (CASTRO et al., 2017) é

apresentado o conjunto de equações não lineares que descreve o comportamento dinâmico deste sistema no espaço de estados bem como o procedimento para a obtenção de um modelo LPV do mesmo a partir do sistema linearizado em ponto de operação consecutivos.

Uma das funcionalidades do FAST é a geração de modelos linearizados no espaço de estados dada uma velocidade de vento incidente. Neste caso, considere que o vetor de estados do sistema é dado por  $x \in \mathbb{R}^n$ . Para o modelo não linear, devido aos modos de vibração que as turbinas incorporam, o modelo possui dimensão infinita. Quando trata-se de aproximar o comportamento da turbina para projetar um sistema controlador, comumente é limitado o número de estados, arbitrando-se àqueles relevantes para o problema de controle em questão.

Além disso, suponha que o comportamento do sistema não linear é descrito por  $\dot{x} = f(x, W, \beta)$ ,  $y = h(x, W, \beta)$ , considerando  $W(t)$  a intensidade de vento o distúrbio e  $\beta(t)$  o ângulo coletivo das pás. Sendo o ponto de operação de interesse determinado por  $\bar{W}_0$ , e supondo que  $\Delta x = x - \bar{x}_0$ ,  $\Delta \beta = \beta - \bar{\beta}_0$  e  $\Delta y = y - \bar{y}_0$  representam pequenas variações ao redor do ponto de equilíbrio determinado por  $W_0$ , então o comportamento do sistema pode ser aproximado por:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{x}(t) &= A_0 \Delta x(t) + B_0 \Delta \beta(t) + B_{d0} \Delta W(t) \\ \Delta y(t) &= C_0 \Delta x(t) + D_0 \Delta \beta(t) + D_{d0} \Delta W(t)\end{aligned}\tag{1}$$

onde  $A_0 \in \mathbb{R}^{n \times n}$ ,  $B_0 \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ ,  $B_{d0} \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ ,  $C_0 \in \mathbb{R}^{1 \times n}$ ,  $D_0 \in \mathbb{R}^1$  e  $D_{d0} \in \mathbb{R}^1$ . As matrizes linearizadas são obtidas então a partir da equação (2). Note que  $\beta$  e  $W$  são a entrada e o distúrbio do sistema, e ao mesmo tempo são utilizados para determinar o modelo localmente linear.

$$\begin{aligned}A_0 &= \left. \frac{\partial f(x, W, \beta)}{\partial x} \right|_{\bar{W}_0} \\ B_0 &= \left. \frac{\partial f(x, W, \beta)}{\partial W} \right|_{\bar{W}_0} \\ B_{d0} &= \left. \frac{\partial f(x, W, \beta)}{\partial \beta} \right|_{\bar{W}_0} \\ C_0 &= \left. \frac{\partial h(x, W, \beta)}{\partial x} \right|_{\bar{W}_0} \\ D_0 &= \left. \frac{\partial h(x, W, \beta)}{\partial W} \right|_{\bar{W}_0} \\ D_{D0} &= \left. \frac{\partial h(x, W, \beta)}{\partial \beta} \right|_{\bar{W}_0}\end{aligned}\tag{2}$$

A partir de (1) é possível definir duas funções de transferência:

$$\begin{aligned} G_1(s, W_0) &= \frac{\Delta y(s)}{\Delta \beta(s)} = C_0(sI - A_0)^{-1}B_0 + D_0 \\ G_2(s, W_0) &= \frac{\Delta y(s)}{\Delta W(s)} = C_0(sI - A_0)^{-1}B_{d0} + D_{d0} \end{aligned} \quad (3)$$

Onde  $G_1(s, W_0)$  é a função de transferência da entrada, ângulo das pás, para saída, velocidade de rotação, para o modelo linear no entorno do ponto de operação  $\bar{W}_0$ .  $G_2(s, W_0)$ , por sua vez, é a função de transferência do distúrbio, a intensidade de vento, também nesse ponto de operação.

### 2.4.2 Modelo LPV SISO

Em sistemas de controle, funções de transferência são uma das representação de sistemas LTI SISO (OGATA, 2007). Em turbinas eólicas com controle CPC na terceira região, o modelo simplificado de uma entrada (ângulo da pá) e uma saída (velocidade de rotação do rotor) pode ser utilizado para aproximar o comportamento da turbina em torno de um ponto de operação (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007).

É importante salientar que em uma turbina eólica, por ser um sistema não linear, esse modelo é uma aproximação válida do comportamento do sistema no entorno do ponto de operação, isto é, reflete o comportamento do sistema apenas para pequenas variações na intensidade do vento, no ângulo das pás e na velocidade de rotação do rotor. O modelo LPV pode ser obtido através da linearização do sistema em diferentes pontos de operação e considerando como parâmetro variante a velocidade do vento (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007).

Considere que  $G(s, W_0)$  representa a função de transferência da entrada do sistema linearizado no ponto de operação  $W_0$ . Supondo uma variação suficientemente pequena de  $W_0 \leq W(t) \leq W_1$ , é possível obter uma aproximação do modelo não linear do sistema a partir de duas linearizações nos pontos  $W_0$  e  $W_1$  da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \alpha(t) &= \frac{W(t) - W_1}{W_0 - W_1} \\ G_{LPV}(s, \alpha(t)) &= G(s, W_0) \cdot \alpha(t) + G(s, W_1) \cdot (1 - \alpha(t)) \end{aligned} \quad (4)$$

Note que o modelo aproximado é equivalente a uma média aritmética ponderada por  $W(t)$  entre as funções de transferência lineares, válida apenas no intervalo de tempo  $[t_1; t_2]$ . Este mesmo procedimento pode ser estendido para intervalos de tempo subsequentes  $[t_2; t_3]$ ,  $[t_3; t_4]$ , .... Essa representação será utilizada nas seções seguintes para o projeto de controladores PI com ganhos escalonados.

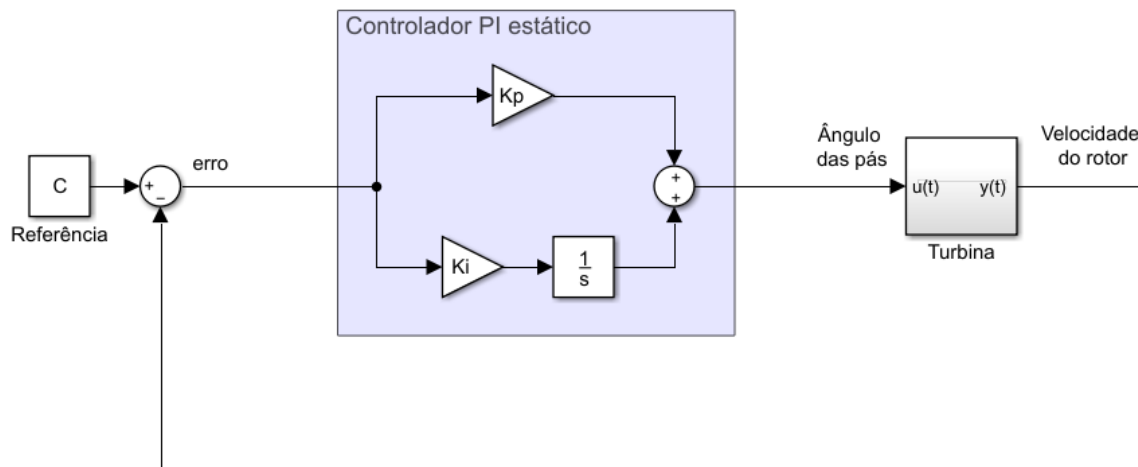
## 3 Fundamentação teórica

Esse capítulo busca explicitar as ferramentas e técnicas de controle propostas nesse projeto de diplomação. No início do capítulo é descrito o controlador PI estático e escalonado, e por fim a formulação de *anti-windup* dinâmico considerada.

### 3.1 Controlador PI

Uma das técnicas clássicas de controle utilizada de base para o desenvolvimento do controlador escalonado é o controlador Proporcional-Integral (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007). O controle PI é utilizado para seguimento de referências constantes em regime permanente em plantas que não possuem integrador, motivo pelo qual é comumente utilizada em turbinas eólicas para regulação de velocidade a partir do ângulo das pás na terceira região de operação. A Figura 4 representa o diagrama esquemático desse controlador em um sistema de malha fechada

Figura 4 – Diagrama do controlador PI



Fonte: Do autor

O controlador é composto de dois ramos, cada um referente a uma das suas ações de controle. A entrada da referência é o que define a velocidade do rotor a ser alcançada em regime permanente. A função de transferência desse controlador é

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} = \frac{K_p(\frac{K_i}{K_p} + s)}{s} \quad (5)$$

Dada uma função de transferência  $G(s)$ , pode-se ajustar o desempenho em malha fechada através da escolha de  $K_i$  e  $K_p$ . Uma das formas de projetar o desempenho do PI é através da análise dos polos da função de transferência de malha fechada da referência na saída através do método do Lugar Geométrico das Raízes (LGR). No projeto por LGR, primeiro se determina os requisitos de projeto, usualmente tempo de acomodação e *overshoot*, e o zero do controlador é escolhido através do ajuste de  $K_i$ . Depois, analisa-se a variação do ganho  $K_p$  via LGR, sendo os polos em malha fechada escolhidos de forma que o LGR atenda aos requisitos. Esse método é possível para sistemas LTI, e o desempenho especificado é atingido apenas para o modelo LTI da planta considerado no projeto.

## 3.2 Controlador PI Escalonado

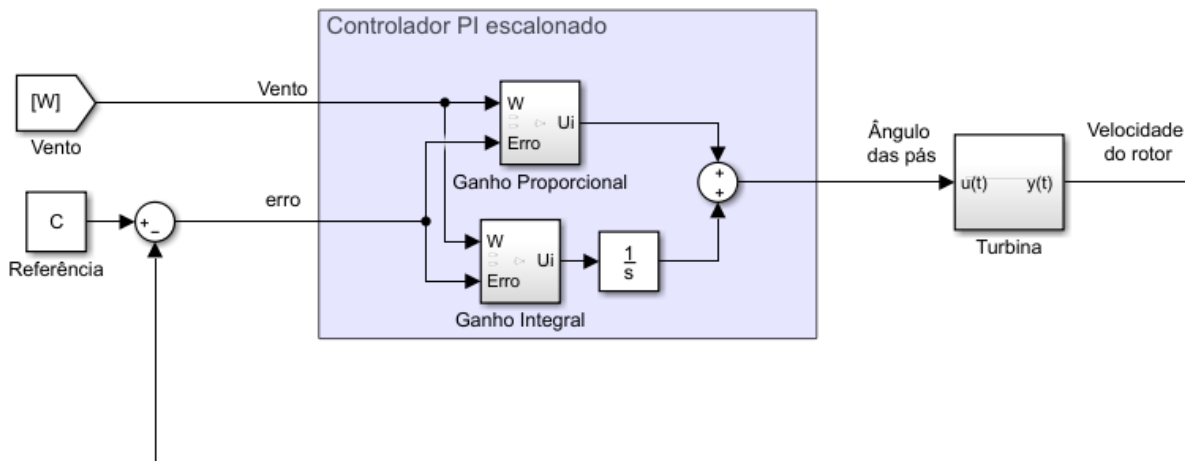
Segundo (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007), uma grande gama de ferramentas são utilizadas na síntese de controladores para turbinas eólicas. Em particular, o controle escalonado é muito difundido por levar em conta variações paramétricas decorrentes de algumas não linearidades. Comumente, o controle escalonado é associado a uma família de controladores e um algoritmo que modifica o controlador conforme modifica-se o ponto de operação. O projeto de um controlador escalonado pode ser dividido em três partes:

- Primeiro, escolhe-se os pontos de operação relevantes para o sistema desejado. Para cada ponto de operação, deriva-se um modelo LTI válido no entorno do ponto de operação. Obtém-se, então, um conjunto de modelos LTI parametrizado pelas variáveis de escalonamento que modificam o ponto de operação.
- Segundo, um controlador baseado nas técnicas lineares é desenvolvido para cada um dos modelos LTI de forma independente. Qualquer técnica que possa prover estabilidade e performance para seu ponto de operação correspondente pode ser utilizada, como o método LGR descrito na seção anterior.
- Finalmente, o algoritmo de escalonamento é feito. Existem várias formas de implementar esse passo. O algoritmo mais simples apenas pondera os ganhos do controlador baseado nas variáveis de escalonamento, enquanto outros algoritmos mais complexos envolvem, por exemplo, aplicação da lógica *fuzzy* ao controlador.

O último passo é o que determina como o controlador é aplicado a planta a partir do conjunto de modelos LTI obtidos. Para o compensador em questão, fora escolhida a interpolação linear como método de escalonamento. Os ganhos para cada ponto de operação são obtidos a partir do modelo LTI localmente válido em torno do ponto de

operação, e são interpolados linearmente a partir do parâmetro de escalonamento. O diagrama da Figura 5 mostra a arquitetura do controlador PI escalonado.

Figura 5 – Diagrama do controlador PI escalonado



Note que o parâmetro  $W(t)$ , é utilizado como variável de escalonamento para os ganhos, agora variáveis no tempo,  $K_i(t)$  e  $K_P(t)$ . Dado um intervalo de intensidade de vento  $W_1$  e  $W_2$ , onde obteve-se o modelo LTI da planta nos extremos do intervalo, e sendo ganhos  $K_1$  e  $K_2$  os ganhos projetados a partir desses modelos, pode-se obter o ganho escalonado no intervalo a partir de uma variável interpoladora  $\alpha$  da seguinte forma:

$$K(\alpha(t)) = K_1 \cdot \alpha(t) + K_2 \cdot (1 - \alpha(t)), \quad (6)$$

A equação (6) é válida tanto para o ganho integral quanto o ganho proporcional. Note que  $\alpha(t)$  vem do modelo LPV definido na equação 4, e varia de 0 a 1 no intervalo  $W_1$  a  $W_2$ , de forma que o valor do ganho  $K(t)$  varia linearmente com  $\alpha(t)$  entre  $K_1$  e  $K_2$ .

O escalonamento do controlador tende a melhorar o desempenho em malha fechada quando comparado a um controlador único projetado para garantia a estabilidade em toda a faixa de variação. Isso tende a ocorrer supondo que o modelo LPV é uma boa aproximação do comportamento da planta (TURNER, 2007).

### 3.3 Laço *Anti-windup*

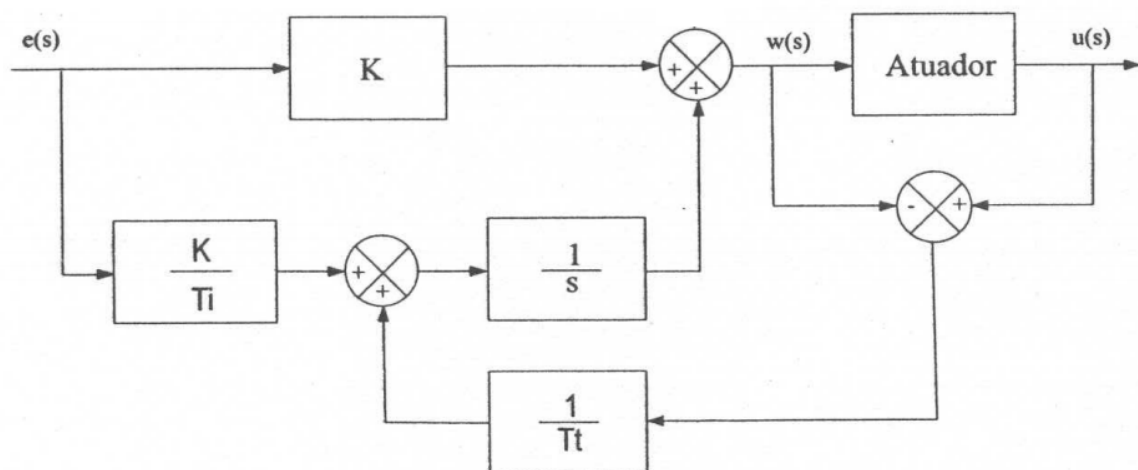
Nos capítulos anteriores, foram definidos os controladores reguladores de velocidade para terceira região de operação das turbinas eólicas, a região de operação de máxima potência. Como definido no Capítulo 2, turbinas eólicas atuam em diversas intensidades de vento. Para velocidades de transição entre a Região 2 e 3, devido à saturação do ângulo das pás, apenas o controle PI não é suficiente para a operação estável da torre.



O problema de *windup* surge em controladores que possuem ação integral e quando ocorre saturação do sinal de controle. No caso da turbina eólica, o controlador PI ou PI escalonado atinge saturação quando a intensidade de vento é menor que a intensidade de vento mínima para manter rotação nominal na turbina. Nessa situação, o controlador satura o ângulo da pá em  $0^\circ$ , de forma que o controlador integral acumule energia associada ao sinal de erro.

Segundo (TURNER, 2007), os efeitos da saturação no desempenho transitório pode ser minimizado através das técnicas de *anti-windup*. Entre essas metodologias, destacam-se o *anti-windup* de ganho estático e o *anti-windup* de condicionamento linear. No *anti-windup* de ganho estático, a entrada do integrador é corrigida com a diferença entre o sinal de controle calculado e o sinal de controle efetivamente entregue à planta, ponderada pelo ganho  $1/T_t$ . A arquitetura do compensador *anti-windup* estático é apresentada na Figura 6.

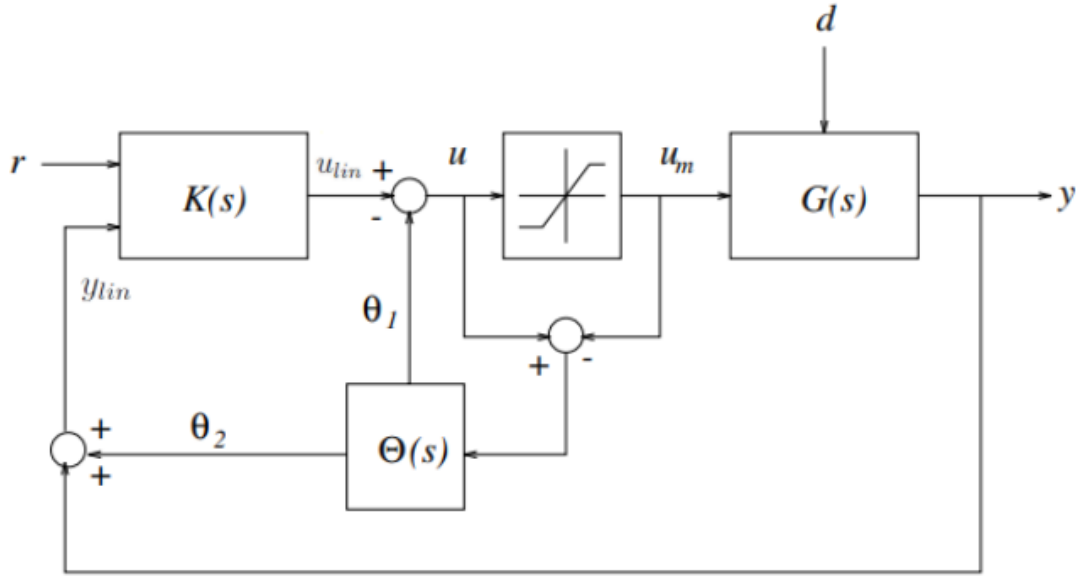
Figura 6 – Diagrama do compensador *anti-windup* estático



Fonte: Adaptado de (BAZANELLA; GOMES DA SILVA, 2005).

Por sua vez, o laço de *anti-windup* proposto em (TURNER, 2007) considera a compensação tanto da entrada quanto da saída do controlador, como ilustrado na Figura 7. A grande vantagem da formulação proposta é que o projeto de  $\Theta(s)$  do laço de *anti-windup* independe do controlador nominal  $K(s)$ .

Considere um sistema com saturação de entrada e compensador *anti-windup* como proposto na Figura 7. Nessa topologia o compensador *anti-windup*  $\Theta(s)$  possui dois sinais de saída, um que modifica a entrada do controlador e outro que modifica sua saída.

Figura 7 – Diagrama do compensador *anti-windup* proposto


Fonte: Disponível em (TURNER, 2007).

Nessa arquitetura, considere a descrição no espaço de estado para a planta

$$G(s) = [G_1(s) \quad G_2(s)] \sim \begin{cases} \dot{x}_p = A_p x_p + B_p u_m + B_{pd} d \\ y = C_p x_p + D_p u_m + D_{pd} d \end{cases} \quad (7)$$

onde  $x_p \in \mathbb{R}^n$  são os estados da planta,  $u_m \in \mathbb{R}$  é a entrada da planta,  $y \in \mathbb{R}$  é a saída medida e  $d \in \mathbb{R}$  é o distúrbio. Sendo  $u_{lin}$  a saída do controlador linear  $K(s)$ , o sinal de controle antes da saturação é dado por  $u = u_{lin} + \theta_1 \in \mathbb{R}$  onde  $\theta_1$  é o sinal produzido pelo laço *anti-windup*. De forma análoga,  $y_{lin} \in \mathbb{R}$  é a entrada do controlador e é dada por  $y + \theta_2 \in \mathbb{R}$ . Por fim,  $G_1(s)$  é a função de transferência da entrada da planta, o ângulo das pás, para a saída e  $G_2(s)$  a função de transferência do distúrbio, a intensidade de vento.

A entrada da planta,  $u_m$ , e o sinal de controle são relacionados através da função não linear de saturação  $sat(u)$ , tal que a entrada do compensador *anti-windup* é  $e_{aw} = u - sat(u)$ . Nessa formulação, será assumido uma saturação simétrica de tal forma que  $u_m \in [-u_{max}, u_{max}]$ .

Além disso, considere as seguintes definições:

- A norma  $\mathcal{L}_2$  de um sinal  $x(t)$  é  $\|x\|_2 := \sqrt{\int_0^\infty \|x(t)\|^2 dt}$ . Sempre que  $\|x\|_2 < \infty$ , é dito que  $x \in \mathcal{L}_2$ .

- O ganho  $\mathcal{L}_2$  de um operador  $\mathcal{Y}$  é definido

$$\|\mathcal{Y}\|_2 := \sup_{x \in \mathcal{L}_2} \frac{\|\mathcal{Y}x\|_2}{\|x\|_2} \quad (8)$$

Se essa quantidade existe, então  $\mathcal{Y}$  é  $\mathcal{L}_2$  estável.

- $\mathcal{RH}_\infty$  é o espaço das funções de transferência racionais limitadas em norma  $\mathcal{H}_\infty$ . Note que a norma  $\mathcal{H}_\infty$  de uma função de transferência racional  $G(s) \in \mathcal{RH}_\infty$  pode ser definida tanto no domínio da frequência como  $\|G\|_\infty := \sup_w \sigma(G(jw))$  ou no domínio do tempo como  $\|G\|_\infty := \|\mathcal{G}\|_2$ , onde  $\mathcal{G}$  é o operador linear no domínio do tempo associado a  $G(s)$  e  $\sigma(\cdot)$  denota o valor máximo.

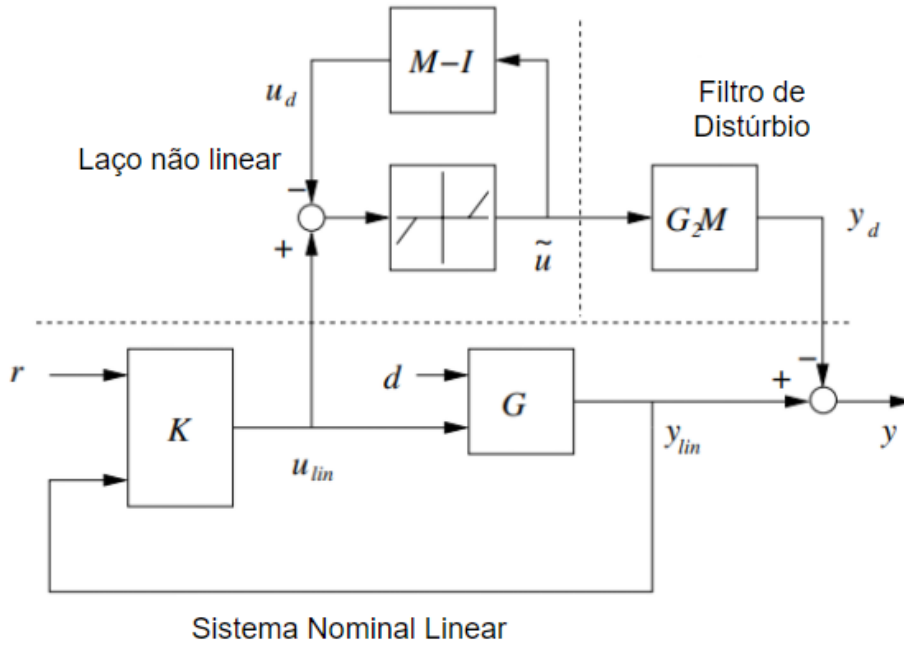
Após as definições iniciais, são necessárias três suposições sobre o sistema para o funcionamento do condicionamento linear proposto (TURNER, 2007).

#### Suposições:

1. Os polos de  $\begin{bmatrix} I & -K(s) \\ -G_2(s) & I \end{bmatrix}^{-1}$  estão no semiplano aberto esquerdo do plano complexo.
2. O limite  $\lim_{s \rightarrow \infty} (I - K_2(s)G_2(s))^{-1}$  existe.
3.  $Re(\lambda_{max}(A_p)) < 0$ , onde  $\lambda_{max}(A_p)$  são os autovalores máximos de  $A_p$ .

O primeiro ponto garante que todas as funções de transferência do sistema nominal em malha fechada são assintoticamente estáveis em  $\mathcal{RH}_\infty$ . A segunda suposição garante que o sistema possui soluções únicas para as equações de realimentação. Essas suposições são satisfeitas na maior parte das circunstâncias. Por fim, a terceira suposição garante que  $G_2(s) \in \mathcal{RH}_\infty$  e há maior possibilidade de escolhas de  $M(s)$  possíveis.

Supondo que  $\Theta(s)$  é parametrizada em termos de uma função de transferência  $M(s) \in \mathcal{RH}_\infty$ , então é possível redesenhar a arquitetura da Figura 7 como apresentado na Figura 8.

Figura 8 – Representação equivalente da arquitetura em termos de  $M(s)$ 

Fonte: Adaptado de (TURNER, 2007).

Note que esse sistema possui estrutura desacoplada entre *anti-windup* e o controlador  $K(s)$ :

- **Sistema nominal linear.** Representa o sistema linear resultante de quando não há saturação.
- **Laço não Linear.** Esse laço só é ativado quando ocorre saturação. Assumindo que o laço nominal e o operador  $G_2M$  são estáveis, o problema de estabilidade devido a saturação fica contido nesse laço. Se o laço  $(M - I)$  for estável, é garantido que a saturação não causará instabilidade no sistema.
- **Filtro de distúrbio.** Essa parte do sistema determina como ele se recupera depois que o evento de saturação terminou. Nessa configuração, a saturação pode ser vista como um distúrbio na saída. Se  $G_2M$  apresentar dinâmica lenta, então o efeito da saturação na saída do sistema permanece por muito tempo.

A vantagem de observar o *anti-windup* em termos da Figura 8 é que o efeito da saturação é separado do controlador linear. Além disso, a estabilidade do sistema devido a saturação depende apenas do laço não linear.

Uma escolha atrativa de  $M$  é a parte direita da fatorização coprima de  $G_2(s) = N(s)M(s)^{-1}$ , onde  $M, N \in \mathcal{RH}_\infty$ . Como  $G_2(s)$  é assumido estável, isso significa que o

filtro de distúrbio é dado como  $y_d(s) = N(s)\tilde{u}(s)$  e portanto é uma função estável. Assim, o controlador toma a forma descrita na equação (9)

$$\Theta(s) = \begin{bmatrix} M(s) - I \\ N(s) \end{bmatrix} \quad (9)$$

e a representação no espaço de estados do laço *anti-windup* é:

$$\begin{bmatrix} M(s) - I \\ N(s) \end{bmatrix} \sim \begin{bmatrix} \dot{x}_2 \\ \Theta_1 \\ \Theta_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_p + B_p F & B_p \\ F & 0 \\ C_p + D_p F & D_p \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_2 \\ \tilde{u} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Em (10), tem-se  $x_2 \in \mathbb{R}^n$  representando os estados do controlador dinâmico do laço de *anti-windup* e tem mesma dimensão da planta em malha aberta. Uma propriedade que observa-se dessa representação do distúrbio é que com essa escolha de laço *anti-windup*, não há interação direta de  $\tilde{u}$  para  $u_d$ , o que previne laços algébricos.

Da Figura 8, pode ser visto que o desempenho do laço do sistema em malha fechada, incluindo o compensador *anti-windup*, está intimamente relacionado ao mapeamento  $\mathcal{T}_p : u_{in} \rightarrow \Theta_2$ . Nessa configuração, esse mapeamento representa o desvio do comportamento nominal linear em resposta ao evento de saturação e pode ser utilizado como medida do desempenho do compensador. Se uma norma apropriada desse operador é pequena, então o *anti-windup* tem êxito em manter o desempenho próximo do comportamento linear, que é assumido o desempenho desejado. A escolha de  $M(s)$  dita a estabilidade do sistema referente a saturação. A seguir é apresentada uma formulação baseada em LMIs para determinação de um limitante superior  $\lambda$  do ganho  $\mathcal{L}_2$  de  $\mathcal{T}_p$ .

**Lema.** Se existir uma matriz diagonal  $U > 0 \in \mathbb{R}^{n \times n}$ , matrizes  $Q = Q' > 0 \in \mathbb{R}^{n \times n}$ , e  $L \in \mathbb{R}^{m \times n}$  e um escalar positivo  $\lambda$  tal que a LMI

$$\begin{bmatrix} QA'_p + A_p Q + L'B'_p + B_p L & B_p U L' & 0 & QC'_p + L'D'_p \\ * & -2U & I & UD'_p \\ * & * & -\lambda I & 0 \\ * & * & * & -\lambda I \end{bmatrix} < 0 \quad (11)$$

é satisfeita, então o sinal  $y_d \in \mathcal{L}_\infty$  e  $\|\mathcal{T}_p\|_2 < \lambda$ . Nesse caso, o ganho  $F$  é dado por  $F = LQ^{-1}$ . Baseado em (11), o objetivo então é determinar  $F$  tal que  $\lambda$  seja minimizado, gerando o distúrbio  $y_d$  com a menor energia possível. Para isso, tem de ser resolvido:

$$\begin{cases} \min \lambda > 0 \\ \text{s.a.} \\ \text{Equação (11)} \end{cases} \quad (12)$$

Este problema de otimização é um problema convexo que pode ser resolvido de forma eficiente a partir da LMItoolbox nativa do *software* MATLAB.

## 4 Resultados

Esse capítulo mostra os resultados do trabalho desenvolvido. No capítulo anterior a fundamentação teórica utilizado para projeto dos controladores propostos foi desenvolvida. O capítulo inicia descrevendo os *softwares* e a turbina utilizada para o desenvolvimento prático dos controladores propostos. Então é mostrado o desempenho da turbina em malha aberta, os resultados do PI e PI escalonado e por fim os resultados do laço *anti-windup* dinâmico e estático.

### 4.1 Softwares utilizados

Foram utilizados dois *softwares* para o desenvolvimento dos resultados deste projeto, o MATLAB e o FAST. O MATLAB é um *software* muito utilizado para cálculos numéricos na área de controle que possui a ferramenta *Simulink*, facilitando a representação e simulação de sistemas dinâmicos através de diagramas de blocos.

Já o FAST (*Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence*) é um simulador dos efeitos aerodinâmicos, mecânicos e elétricos de turbinas eólicas horizontais de duas ou três pás. Esse *software* é considerado estado da arte quando trata-se de simulações de turbinas eólicas, e é amplamente utilizado por pesquisadores de todo o mundo. O FAST possui duas funções - simular o comportamento da turbina não linear em toda sua operação e gerar modelos linearizados da turbina em torno de um ponto de operação. Ambas funções foram utilizadas no desenvolvimento deste trabalho. O FAST possui integração à ferramenta *Simulink*, de forma que facilita-se as simulações dos controladores desenvolvidos através de rotinas do *MATLAB*. (JONKMAN; JR., 2005)

Para dar suporte a estudos de turbinas, a NREL desenvolveu as especificações representativas de uma turbina de 5MW (JONKMAN, 2009). Essa turbina é utilizada como padrão de turbinas de grande porte em pesquisas em todo o mundo.

A escolha de 5MW para potência nominal da turbina se dá pelos precedentes estudos e o protótipo de turbina eólica - o *Multibrid M5000* - possui essa potência nominal. A máquina em estudo tem um raio de rotor de 63m e altura do eixo de 90m, com três pás. Possui sensores de intensidade de vento em diversos pontos da torre, sensores de velocidades individuais e coletivas das pás, de curvatura da torre e pás, entre outros. Além dos sensores, possui servomotores capazes de rotacionar as pás em até 8°/s. Mais características físicas da turbina são mostrados na Tabela 1

A seguir são apresentados os diagramas de bloco no *Simulink* utilizados para simulação do sistema. Na Figura 9 está presente o diagrama geral do sistema controlador

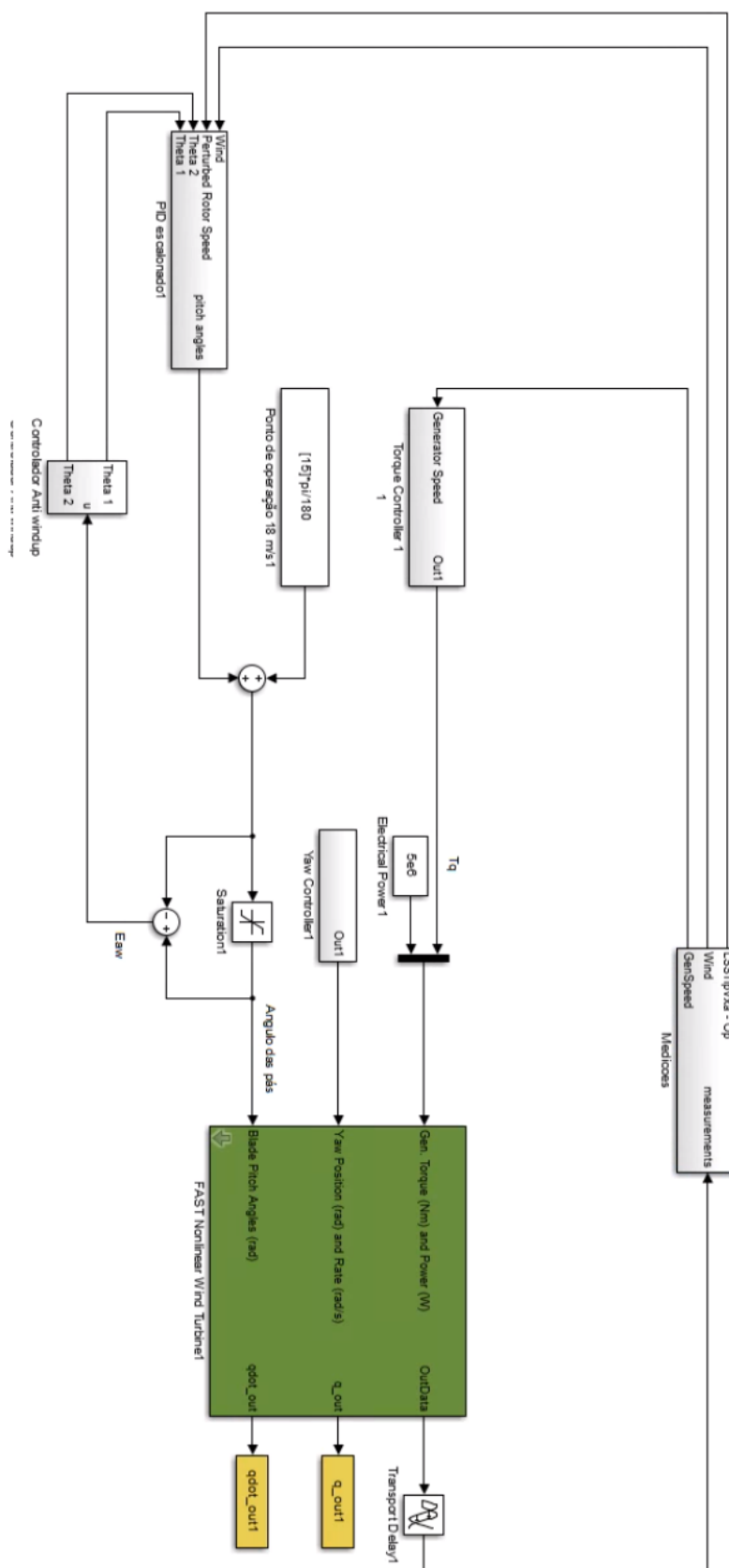
Tabela 1 – Características da Turbina de 5MW

Propriedade	Descrição
Potência nominal	5MW
Número de pás	3
Redução/Transmissão mecânica	Alta velocidade, Câmbio de múltiplos estágios
Diâmetro do rotor/eixo	126 m, 3 m
Altura do eixo	90 m
Controle	Velocidade variável, ângulo coletivo
Velocidade de corte de início e fim	3 m/s, 25 m/s
Velocidade de vento nominal	11,4 m/s
Velocidade de corte de início e nominal de rotor	6,9 RPM e 12,1 RPM
Tip speed nominal	80 m/s
Massa do rotor	110.000 kg
Massa da nacele	240.000 kg
Massa da torre	347.460 kg

PI escalonado com laço *anti-windup* dinâmico proposto. O Bloco verde representa a turbina não linear em comunicação com o FAST.

Observe que há 3 entradas para a turbina: A entrada do torque, que é determinada pela tabela de valores ótimos proposto na especificação da turbina, o ângulo de *yaw*, que trata da rotação em torno da torre (eixo vertical) e sempre é considerado zero nesse projeto e, por fim, a entrada do ângulo das pás.

Figura 9 – Diagrama de blocos geral

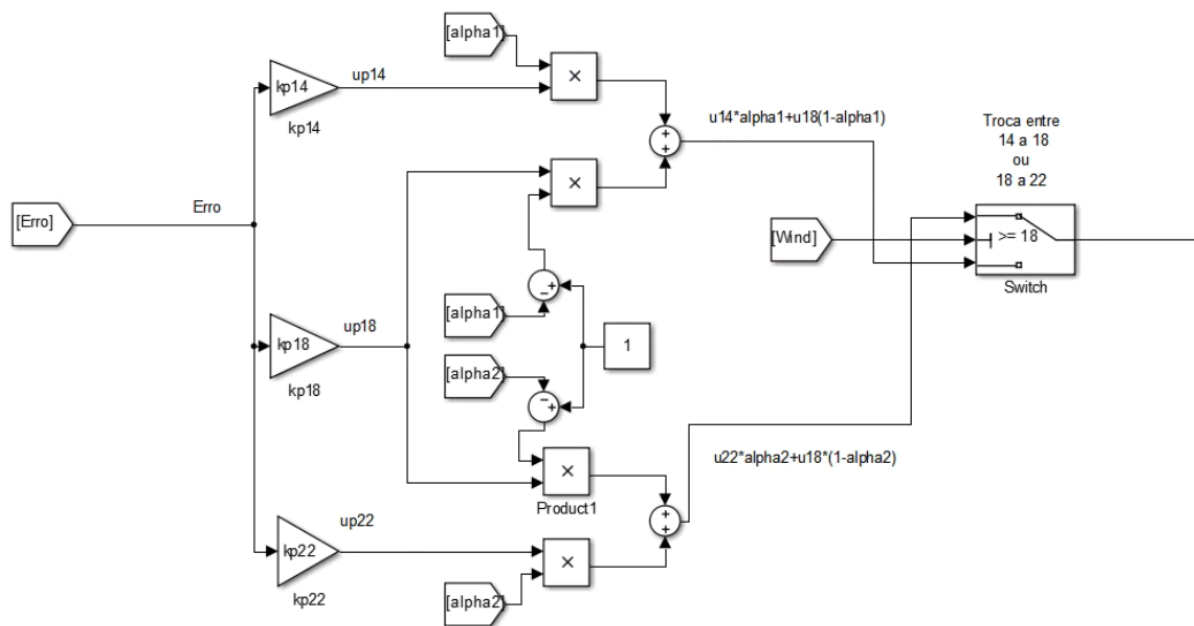


Fonte: Do autor



Na Figura 10, é mostrado o diagrama de blocos para o ganho escalonado. Esse mesmo diagrama é utilizado para o ramo proporcional do PI ( $K_p$ ) e para o ramo integral ( $K_i$ ), com a diferença que após a saída do ramo integral há um integrador. As variáveis  $\alpha_1$  e  $\alpha_2$  são os parâmetros de escalonamento, onde  $\alpha_1$  pondera os ganhos para o intervalo de vento  $[14, 18 \text{ m/s}]$  e  $\alpha_2$  para o intervalo  $[18, 22 \text{ m/s}]$  conforme as equações (6) e (4).

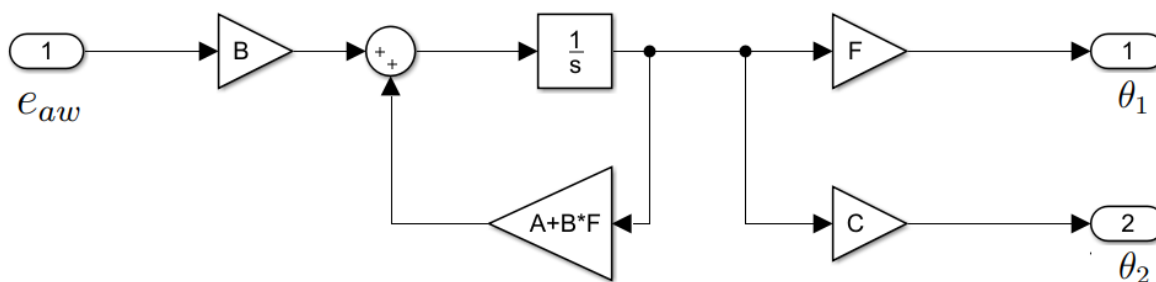
Figura 10 – Diagrama de blocos do ganho escalonado



Fonte: Do autor

O laço *anti-windup* dinâmico fora feito a partir da sua realização no espaço de estados (conforme equação (10)), e é apresentado na Figura 11.

Figura 11 – Diagrama de blocos do compensador *anti-windup* dinâmico



Fonte: Do autor.



Tabela 2 – Polos e Zeros de  $G_1(s)$  para diferentes velocidades de vento

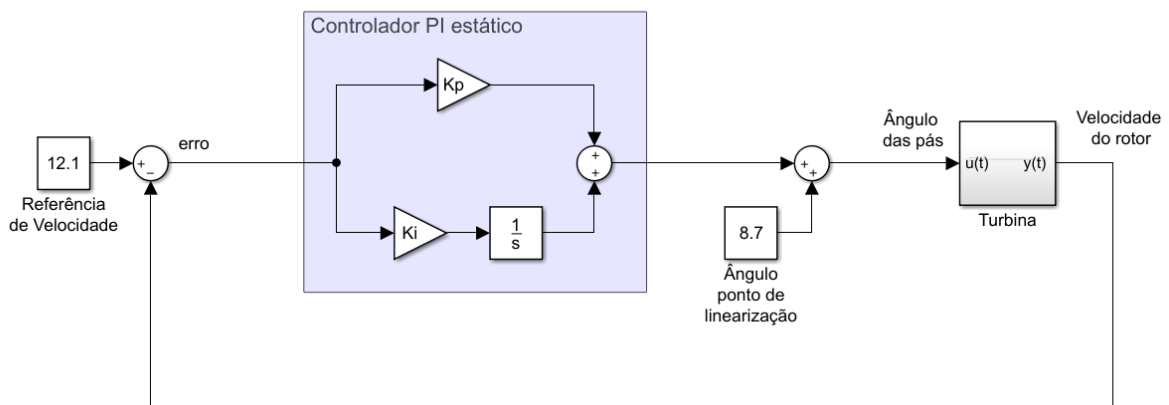
$W_0 = 14m/s$		$W_1 = 18m/s$		$W_2 = 22m/s$	
Zeros	Polos	Zeros	Polos	Zeros	Polos
-43.13	-2.78+3.65i	-8.84+6.90i	-2.55+3.83i	-7.40+7.01i	-2.51+3.85i
-9.65	-2.78-3.65i	-8.84-6.90i	-2.55-3.83i	-7.40-7.01i	-2.51-3.85i
-0.61+13.12i	-1.32+22.3i	-0.61+13.12i	-1.36+21.75i	-0.61+13.12i	-1.41+21.2i
-0.61-13.12i	-1.32-22.3i	-0.61-13.12i	-1.36-21.75i	-0.61-13.12i	-1.41-21.2i
3.89+9.42i	-0.25+10.7i	3.10+8.26i	-0.360	2.61+8.00i	-0.540
3.89-9.42i	-0.25-10.7i	3.10-8.26i	-0.25+10.63i	2.61-8.00i	-0.25+10.51i
	-0.22		-0.25-10.63i		-0.25-10.51i

existe dominância entre o polo real e o par complexo, enquanto para 22m/s o par complexo é dominante.

Além dos dados da tabela, também obteve-se os ganhos DC em malha aberta dos modelos, resultando em  $48,88 \frac{RPM}{rad}$ ,  $38,89 \frac{RPM}{rad}$  e  $33,22 \frac{RPM}{rad}$ , respectivamente. Note que o ganho teve magnitude reduzida conforme se aumenta a intensidade de vento, portanto, quanto maior a intensidade de vento, menor o efeito da mudança de ângulo na velocidade do rotor. Além disso, observe que o sinal negativo indica que o aumento do ângulo das pás provoca uma redução na velocidade do rotor.

Como o modelo no espaço de estados da equação (3) é válido apenas para pequenas variações em relação ao ponto de operação, a estrutura do controlador PI apresentada na Figura 4 foi alterada para a topologia da Figura 13.

Figura 13 – Diagrama do controlador PI estático com pontos de operação

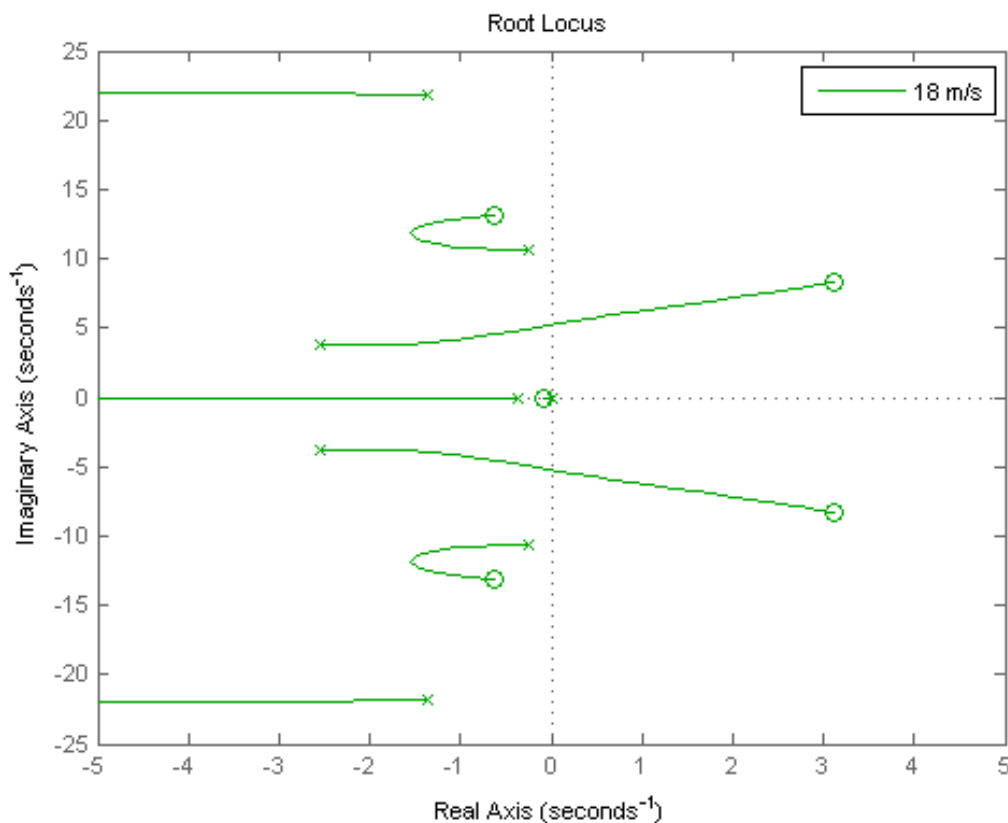


Fonte: Do autor

A partir da função de transferência do sistema, foi aplicado o projeto do controlador por LGR pela ferramenta MATLAB. Nesse método de projeto, seleciona-se a topologia do controlador, no caso PI, e ajusta-se os ganhos de forma que a resposta ao impulso esteja

dentro dos requisitos de desempenho esperado. Na Figura 15 está o gráfico do LGR para o ponto de operação central considerando a variação do ganho proporcional  $K_p$ .

Figura 14 – LGR do sistema linearizado em 18 m/s com PI em malha fechada



Fonte: Do autor

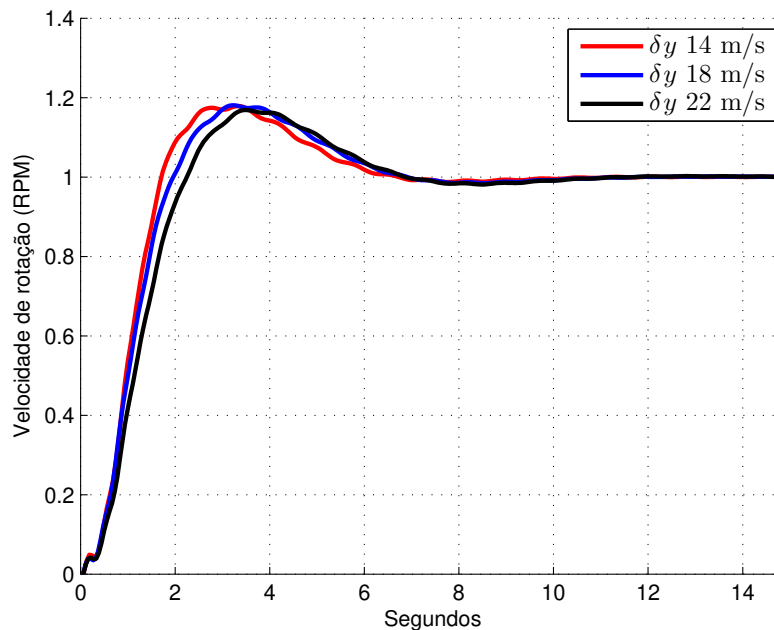
Os círculos representam os zeros e os marcadores 'x' representam os polos do sistema, e as linhas representam as posições cujos polos em malha fechada podem alcançar ajustando-se o ganho  $K_p$ . A inclusão do PI na malha adiciona um polo em zero e um zero em  $-0,06$ , obtido empiricamente para obter o requisito desejado. Conforme aumenta-se o ganho, os polos do sistema são deslocados a partir da sua posição inicial seguindo a linha - a partir disso, conclui-se que certos valores de  $K_p$  levaria o sistema a instabilizar.

Utilizando o MATLAB, ajustou-se o ganho  $K_i$  e  $K_p$  dos controladores até que a resposta ao salto dos controladores atingissem a mesma resposta e atingissem os requisitos estipulados. Para a planta em questão, estipulou-se um máximo *overshoot* de 20% e tempo de acomodação de 5s, requisito que é encontrado na literatura dessa turbina de 5MW como requisito de projeto usual (JONKMAN, 2009).

Como adiante será feito o escalonamento do controlador PI, são mostradas as respostas do sistema linearizado em malha fechada para o PI projetado em cada um dos

pontos de operação na Figura 15.

Figura 15 – Resposta ao salto de  $G_1(s)$  com PI em malha fechada para os pontos de operação



Fonte: Do autor

Observe que o projeto dos ganhos do PI para cada um dos pontos de operação obteve a mesma forma de resposta ao salto. Todos os controladores atendem o requisito de projeto, agora basta verificar se isso reflete ao testar a resposta ao distúrbio de vento da planta não linear. Os ganhos encontrados que geram essa resposta em malha fechada foram agrupados na Tabela 3. Esses são os ganhos utilizados no controlador escalonado e os ganhos do ponto de operação central, de 18m/s, são os ganhos utilizados para o PI estático. Como foram utilizados 3 pontos de linearização, o controlador escalonado proposto faz o escalonamento em dois intervalos distintos: entre a intensidade de vento de 14 a 18 m/s escala-se os ganhos dessas duas linearizações, e entre 18 e 22 m/s escala-se os ganhos desses dois pontos de operação.

Tabela 3 – Ganhos PI encontrados para cada ponto de operação

Vento (m/s)	$K_p$	$K_i$
14	-0,079	-0,12
18	-0,06	-0,06
22	-0,09	-0,077

Atente que o sinal negativo encontrado indica que o sinal de controle possui ganho negativo para a saída, o que é esperado visto que conforme aumenta-se o ângulo das

---

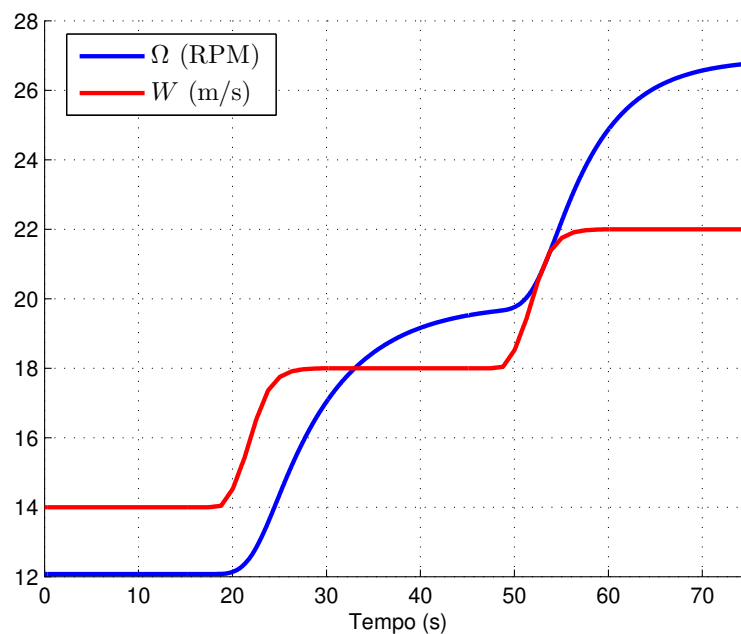
pás, diminui-se a captação de vento e o rotor desacelera. Para analisar a diferença desses ganhos no desempenho do sistema, deve-se simular o sistema não linear, que é feito na seção seguinte.

### 4.3 Simulações PI e PI escalonado

Esta seção expõe os resultados obtidos nas simulações do sistema. Inicia-se mostrando as simulações em malha aberta, depois a simulação de comparação entre o controlador PI clássico e o controlador PI escalonado. Todas as simulações desta seção foram obtidas considerando o sistema não linear implementado via FAST.

A primeira simulação realizada apresenta a resposta em malha aberta do sistema. Com um ângulo de pá constante de  $8,7^\circ$ , o ângulo para o ponto de operação de  $14m/s$  de intensidade de vento, utilizou-se um perfil de vento que contemplasse todos os pontos de operação linearizados. O perfil de vento selecionado fora escolhido a partir da norma (IEC, 2002) pela condição de rampa moderada. A Figura 16 mostra o perfil de vento e a resposta do sistema em malha aberta.

Figura 16 – Resposta em malha aberta do sistema para o perfil de vento selecionado

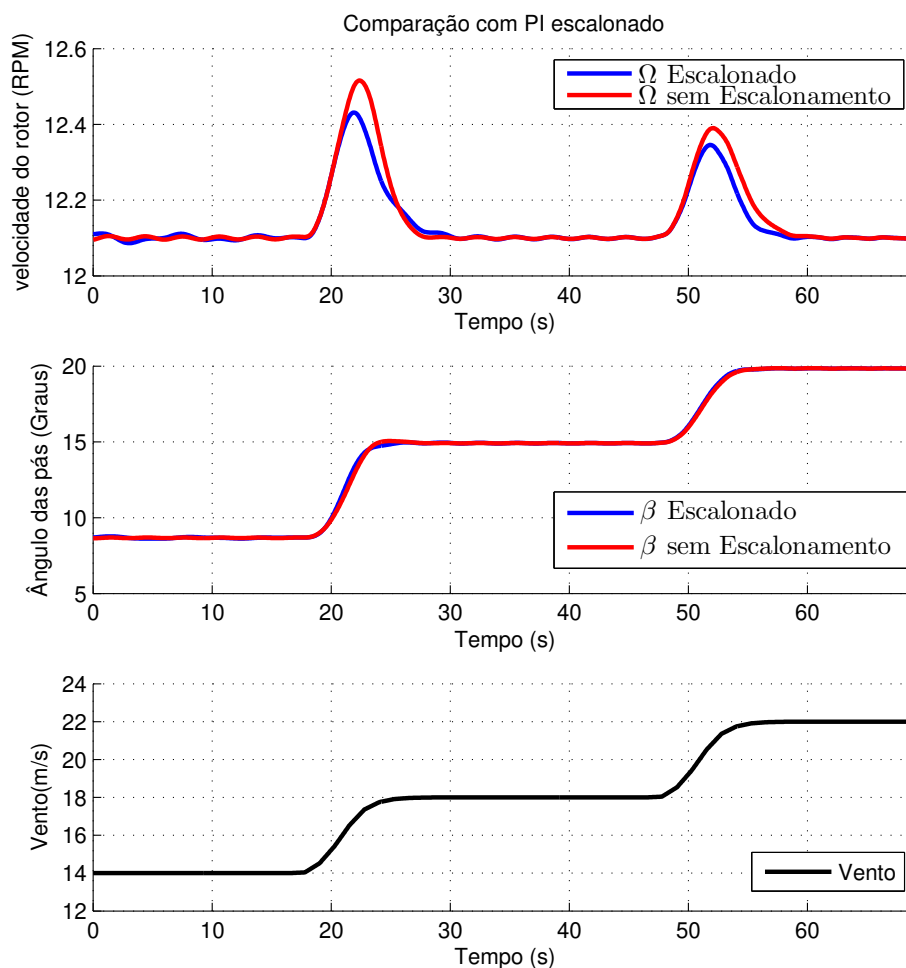


Fonte: Do autor

Note que o sistema possui um tempo de acomodação a esse perfil de vento de aproximadamente 20 segundos, portanto sendo um sistema de dinâmica lenta. A velocidade do rotor aumenta conforme a intensidade do vento é aumentada, como esperado para o sistema sem controle de ângulo.

A próxima simulação consiste na comparação de desempenho do controlador PI e do controlador PI escalonado para o mesmo perfil de vento. A Figura 17 mostra a velocidade do rotor para ambos controladores. No distúrbio de 14 até  $18m/s$ , houve um desvio de velocidade de 0,42 RPM para o controlador sem escalonamento e de 0,31 RPM

Figura 17 – Comparação controle de velocidade do rotor com PI simples e PI escalonado.



Fonte: Do autor

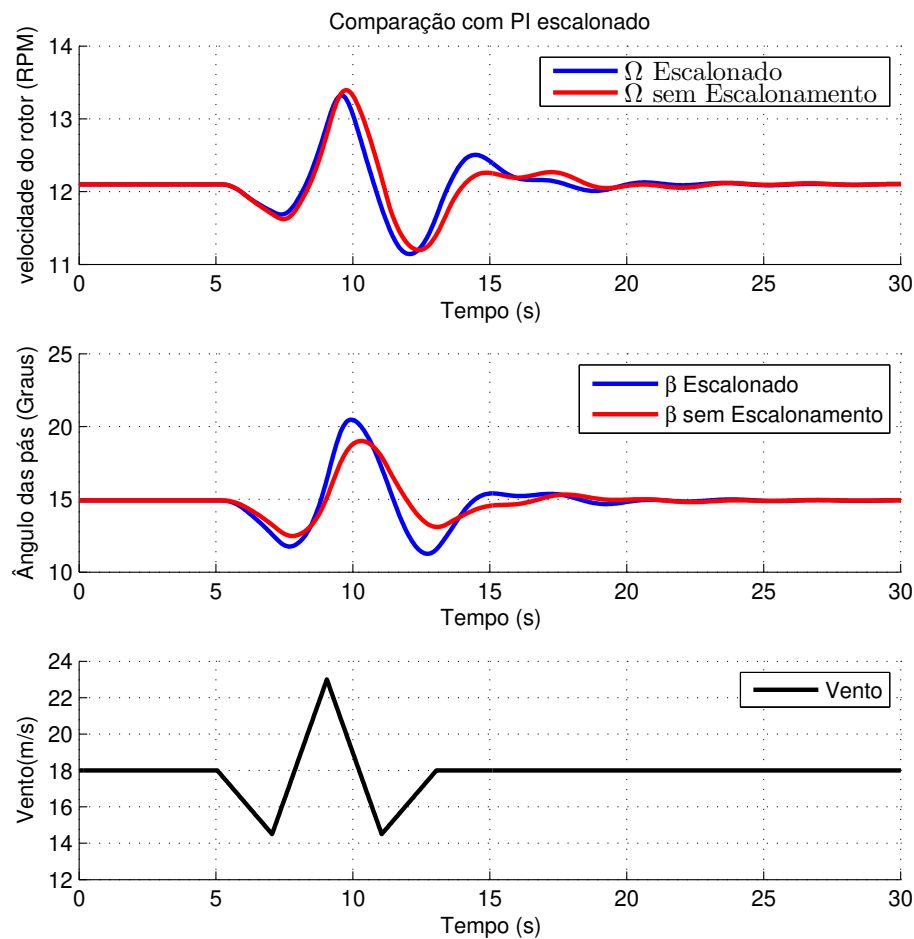
para o controlador escalonado, portanto uma redução 26,19%. Na rampa de 18 a 22m/s houve uma redução menor, de 12,50%. Isso é esperado uma vez que a diferença entre os modelos de 18m/s e 22m/s é menos significativa.

Além da velocidade do rotor, também é interessante a comparação do sinal de controle entre ambos os controladores. Note que o sinal de controle modifica-se pouco entre ambos controladores. Assim, verifica-se que a melhora de desempenho decorrente do controlador escalonado não acarreta em elevação significativa do sinal de controle necessário.

Analisando a comparação, o controlador PI escalonado obteve um desempenho melhor do ponto de vista de desvio máximo em relação à saída nominal do sistema. A implementação do controlador escalonado exige apenas a medição da intensidade de vento, que já é feita em todas as turbinas desse porte. Ao custo da implementação um pouco mais complexa que o controlador PI estático, o controlador escalonado obteve resultados



Figura 18 – Ensaio de rajada de vento para PI escalonado



Fonte: Do autor

satisfatórios.

Também foi elaborado um ensaio a um perfil de vento mais intenso, em forma de rajada como definida na (IEC, 2002). Nesse perfil, o sistema varia entre as regiões de operação rapidamente num curto período de tempo. Escolheu-se o centro da rajada em  $18\text{m/s}$ , de forma que a turbina sempre opere dentro da região 3.

A Figura 18 apresenta os resultados desse ensaio. Nele, o controlador estático possuiu um desvio de velocidade de  $1,28\text{ RPM}$  frente a  $1,12\text{ RPM}$  do *anti-windup* dinâmico, sendo uma redução de  $12,5\%$ . Observa-se nesse caso uma diferença mais significativa no sinal de controle escalonado.

## 4.4 Laço *Anti-windup*

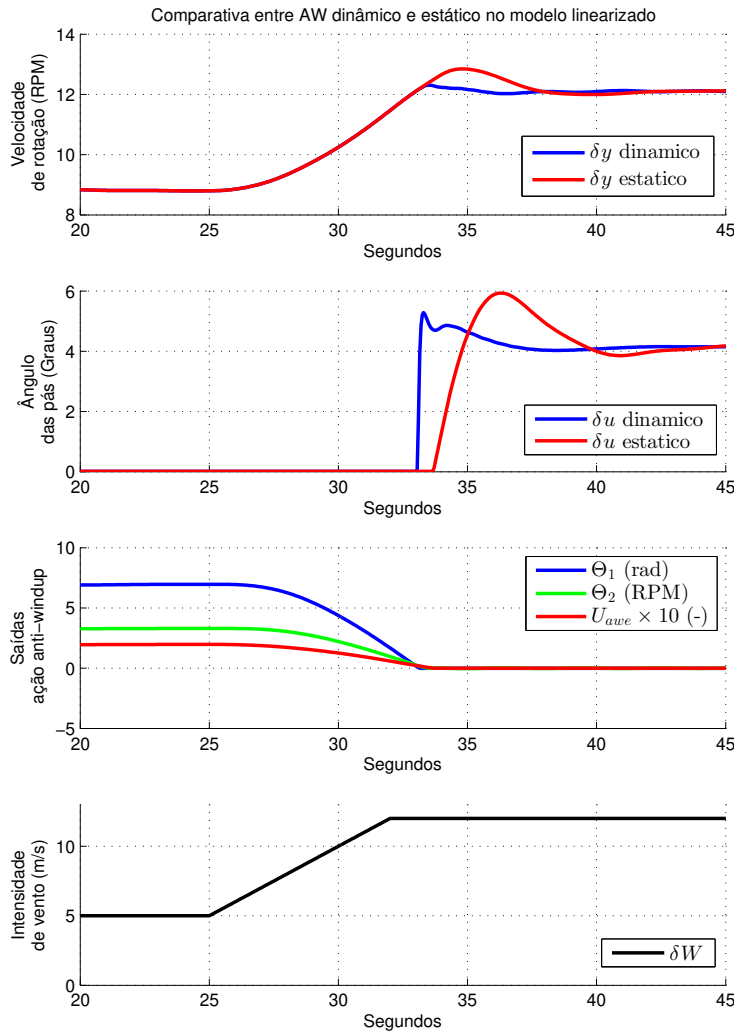
Conforme definido na seção 3.3, foi desenvolvido um controlador *Anti-windup* dinâmico para operação da turbina na região  $2\frac{1}{2}$ . Além do compensador dinâmico, também foi implementado um compensador estático para comparação dos resultados.

Novamente, obteve-se a linearização do sistema a partir do FAST, com um modelo no espaço de estados conforme sistema (3). Para o projeto de laço *anti-windup*, fora utilizado uma linearização no entorno do ponto de operação  $(W; \beta; \Omega) = (13m/s; 5, 7^\circ; 12.1RPM)$ , visto que a saturação (ângulo da pá igual a zero) ocorre quando a intensidade de vento é menor que  $11.4m/s$ . A escolha de intensidade  $13m/s$  para a linearização fora pela proximidade da intensidade de vento de transição, ao mesmo tempo que permite uma margem de operação de  $\pm 5, 7^\circ$  para o modelo linearizado. Por fim, no FAST há a possibilidade de escolher os graus de liberdade para a planta simulada, chamdos DOF (*degree of freedom*). Visando contemplar o máximo do sistema não linear, utilizou-se os DOFs referentes a torção mecânica do rotor, ao gerador, ao movimento *flapwise* e *edgewise* das pás e do movimento da torre, resultando em 18 estados para o sistema linearizado. Também foram testados os modelos linearizados com número menores de estados, retirando os DOFs dos movimentos *edgewise* e *flapwise* das pás e do movimento da torre. O melhor resultado fora encontrado levando em consideração todos os estados disponíveis.

A partir da linearização, obteve-se as matrizes  $A_p$ ,  $B_p$ ,  $C_p$  e  $D_p$  do sistema, e utilizou-se o MATLAB para encontrar uma solução para LMI definida em (12). A solução da LMI resultou no ganho  $F = LQ^{-1}$ , utilizado para construção do compensador conforme Figura 11. Utilizou-se o *solver* numérico *mincx* do MATLAB, que encontrou a solução mínima  $\lambda = 53, 77$ . (NEMIROVSKI; GAHINET, 1994)

Além desse compensador, também foi realizada comparação com o controlador *anti-windup* estático utilizado em (INTHAMOUSSOU et al., 2014) conforme arquitetura na Figura 6. Nesse artigo, o ganho de realimentação estático com melhor desempenho encontrado por Inthamossou fora  $1/T_t = 0, 5$ , valor que foi comprovado experimentalmente e utilizado nas simulações deste trabalho para fins de comparação.

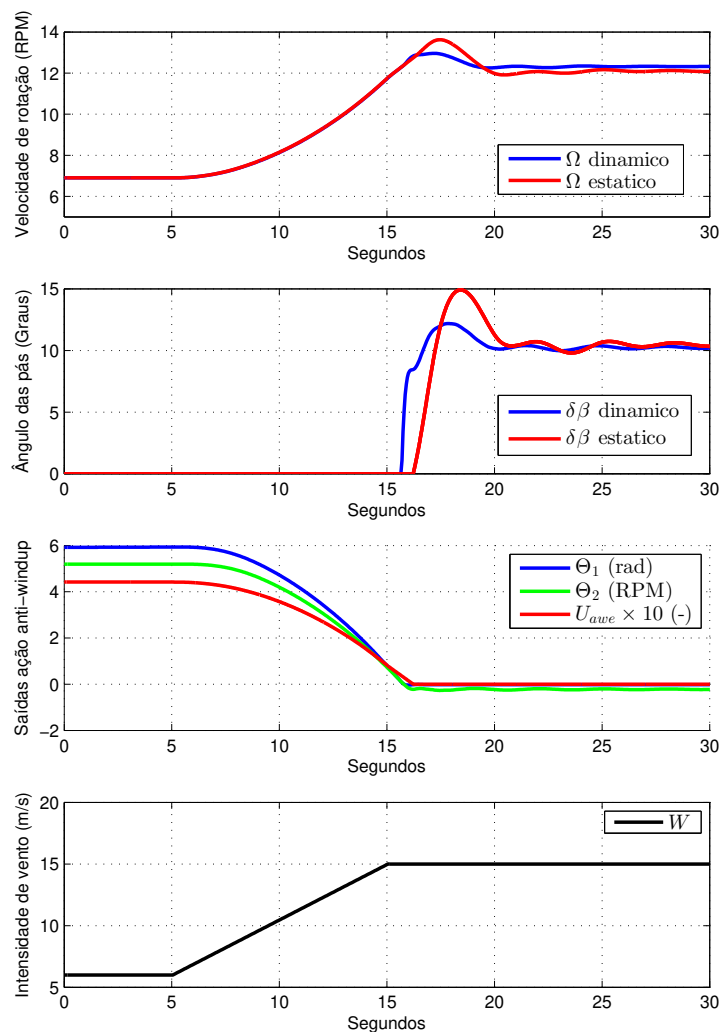
Antes dos resultados implementados no sistema não linear via FAST, os testes do controlador no modelo linearizado implementado somente em MATLAB serão mostrados. Utilizou-se um perfil de vento conforme Figura 19 como distúrbio, de  $-7m/s$  até  $0m/s$  (que, transladando o ponto de operação, no modelo não linear equivale a uma rampa de 5 a  $12m/s$ ), simulando a transição de regiões 2 e 3. Esse perfil de vento é previsto na (IEC, 2002) como condição moderada de operação em turbinas. A Figura 19 mostra os resultados comparando com o compensador *anti-windup* estático, ajustando o ponto de operação para facilitar a comparação.

Figura 19 – Comparação de controladores *anti-windup* no modelo linearizado.

Fonte: Do autor

Observe que o controlador dinâmico possuiu *overshoot* de 0,96 RPM e o controlador estático resultou 1,71 RPM, uma redução de 43,86%, ao custo de uma variação mais rápida do sinal de controle. Além disso, é interessante observar que o comportamento de  $\Theta_1$  e  $\Theta_2$  é semelhante na forma de  $U_{aw}$ , apesar de possuir uma magnitude aproximadamente 10 vezes menor. No modelo linearizado, então, comprova-se que o controlador *anti-windup* dinâmico consegue minimizar a energia transferida para velocidade de rotação do distúrbio melhor que o *anti-windup* estático. Também é interessante observar a diferença no sinal de controle - o controlador dinâmico faz o sistema sair mais rapidamente da saturação que o controlador estático.

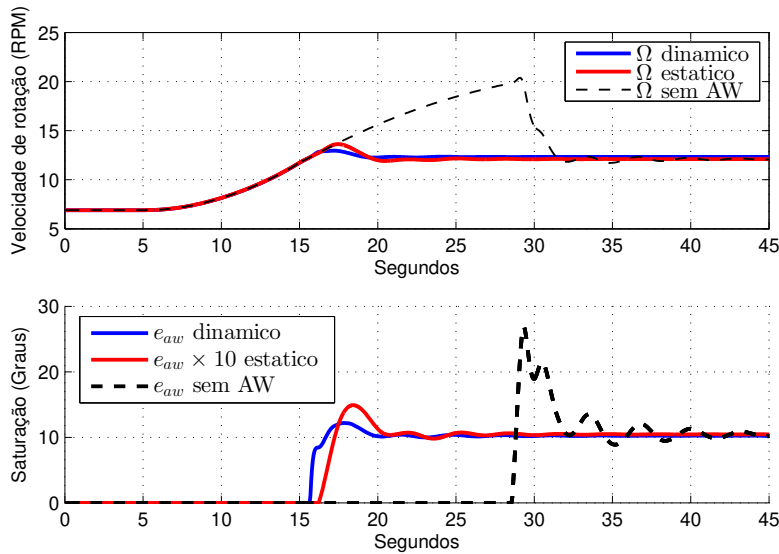
Agora, mostram-se os resultados para a turbina em seu modelo completo implementado pelo FAST e MATLAB, levando em consideração as não linearidades do sistema.

Figura 20 – Comparação de controladores *anti-windup* à rampa no distúrbio.

Fonte: Do autor

Como o laço *anti-windup* é projetado a partir do modelo linearizado, são esperadas diferenças entre o resultado nos testes no modelo linear e no não linear. Novamente fora simulado a comparação entre controladores dinâmico e estático ao distúrbio de vento. Os dois perfis de vento utilizado são definidos na norma (IEC, 2002). Primeiro, os resultados do sistema em resposta a um perfil de rampa é apresentado na Figura 20

Observe que o controlador dinâmico possuiu *overshoot* de 0,4 RPM e o controlador estático 0,85 RPM, uma redução 52,94%. Por outro lado, ambos laços obtiveram tempo de acomodação semelhante. Em tracejado, mostra-se o comportamento da planta caso não houvesse nenhum laço *anti-windup*, que ocorreria de não haver controle até que a carga do integrador fosse zerada, e no perfil de vento simulado, isso leva mais tempo que a própria simulação.

Figura 21 – Comparação à rampa no distúrbio sem controlador *anti-windup*.

Fonte: Do autor

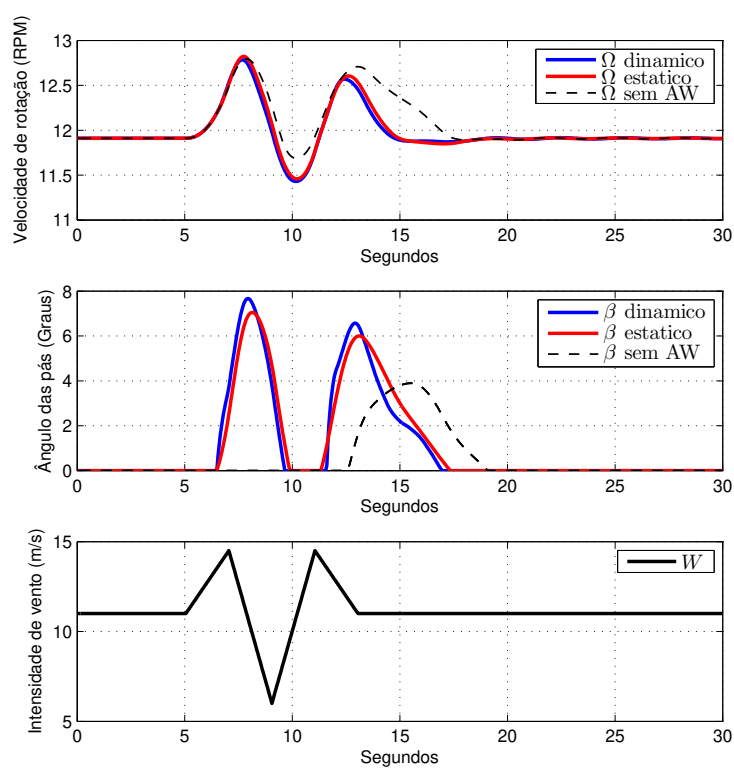
Atentando-se ao sinal de controle (ângulo das pás), novamente ocorre a saída da saturação do controlador dinâmico anterior à saída do controlador estático, e possui mesma forma que o controlador no modelo linearizado. Isso significa que de fato o modelo linearizado aproxima o comportamento da turbina nesse momento de transição, e portanto é um modelo válido para o projeto do compensador.

Para comparação do sistema sem *anti-windup*, a Figura 21 apresenta a resposta do sistema para o mesmo perfil de vento. Nessa situação, compara-se a velocidade do rotor e o sinal de controle. Observe que sem ação *anti-windup*, o sistema chegou até 20 RPM, muito acima da velocidade de operação da turbina. Também se observa que a saturação no caso sem compensador é maior e demora mais para o PI sair da saturação, enquanto o *anti-windup* estático e dinâmico tem dinâmica mais rápida.

Por fim, simulou-se o sistema com resposta ao distúrbio de rajada de vento. A Figura 22 mostra os resultados para esse distúrbio. Agora, o perfil do vento foi invertido para que o sistema atuasse em saturação por mais tempo do que o perfil utilizado anteriormente.

No caso da rajada de vento, o desempenho de ambos controladores fora semelhante. Nesse caso, o controlador estático sai da saturação antes que o controlador dinâmico, apesar disso, o desempenho de ambos controladores é similar. Não foi significativa a redução de *overshoot*, mas mesmo assim o laço dinâmico apresentou um controle mais agressivo. Sem laço *anti-windup*, o controlador PI demora a sair da saturação. Sem controle de ângulo, a regulação de velocidade se torna pior, como esperado.

Figura 22 – Comparação de controladores *anti-windup* à rajada de vento.



Fonte: Do autor

## 5 Conclusão

O principal objetivo desse trabalho é o desenvolvimento de um controle eficiente em uma turbina eólica de  $5MW$ , buscando diminuir esforços mecânicos na torre e por consequência aumente o tempo de vida útil. Como turbinas eólicas possuem diversas regiões de operação, foram adotadas diferentes estratégias de controle com o objetivo de ter um controlador com bom desempenho nas principais regiões de extração de energia, levando em consideração a região de transição.

A abordagem da modelagem do sistema da turbina eólica levou em consideração a não linearidade da turbina. Para o desenvolvimento dos controladores propostos, foi obtido o modelo linear em quatro distintos pontos de operação, dois quais três foram utilizadas no modelo LPV para projeto do controlador PI escalonado e a última feita próxima da região de transição para projeto do laço *anti-windup* por condicionamento linear.

Foi desenvolvido um controlador PI e um PI escalonado para regulação de velocidade do rotor, onde o primeiro é um controlador simples projetado com desempenho garantido em apenas uma intensidade de vento e o segundo leva em considerações as mudanças no modelo da turbina em uma faixa da região de operação nominal. Foram ensaiados dois perfis de vento, a rampa entre pontos de operação e a rajada de vento, conforme definido em (IEC, 2002).

O PI escalonado possuiu um desvio de velocidade reduzido em 26,19% na região de vento 14 a  $18m/s$  e de 12,50% na região de vento 18 a  $22m/s$  para o perfil de rampa. O sinal de controle de ambos controladores foram similares, com ambos controladores operando dentro do alcance de operação dos atuadores do sistema na faixa de velocidade nominal.

No ensaio à rajada de vento, a redução do desvio fora de 1,28 RPM para 1,12 RPM, novamente uma redução de 12,5%. Também houve uma redução no *undershoot*, e novamente o sinal de controle foi similar entre os controladores. Ficou comprovada a possibilidade de melhoria no desvio de regulação com o uso do controle PI escalonado frente ao mais usual PI.

Também desenvolveu-se um laço de *anti-windup* dinâmico em conjunto do controlador regulador de velocidade. Quando a intensidade de vento varia na região de transição, o ângulo das pás é travado em  $0^\circ$ , onde o sinal de controle do controlador PI satura. O laço de *anti-windup* opera de forma a prevenir que a saturação seja um problema. Optou-se pela escolha de uma estratégia de *anti-windup* desacoplada do controlador PI, de

forma que esse laço funcione independentemente do controle escolhido para regulação de velocidade. Além da vantagem de desacoplar o projeto do controlador nominal, adotou-se uma estratégia de projeto que leva em consideração um modelo LTI da turbina próxima a saturação, e através da restrição de LMIs, é garantida a minimização do efeito da saturação da saída. Para comparação de resultados, adotou-se o controlador *anti-windup* estático utilizado para esta turbina em (INTHAMOUSSOU et al., 2014).

No modelo linearizado, o controlador *anti-windup* teve uma redução de 43,86% no *overshoot* em resposta ao perfil de vento de rampa. Quando ensaiado na planta não linear, a redução fora de 52,94%, ao custo de uma variação no sinal de controle maior. Por fim, ensaiou-se ao perfil de rajada de vento, onde encontrou-se desempenho muito semelhante entre laço dinâmico e estático. Para a rajada de vento o *anti-windup* estático e dinâmico apresentaram mesmo desempenho.

Possibilidades de trabalhos futuros são o projeto de laços de *anti-windup* escalonados, o projeto simultâneo de uma realimentação de estados com integrador e do laço de *anti-windup* e a combinação da regulação de velocidade proposta neste trabalho com o controle individual das pás proposto (MARTINS, 2019) para a redução de vibrações mecânicas.



## Referências

- BAZANELLA, A. S.; GOMES DA SILVA, J. M. J. *Sistemas de Controle princípios e métodos de projeto*. 1. ed. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2005. Citado na página 24.
- BIANCHI, F. D.; BATTISTA, H.; MANTZ, R. J. *Wind Turbine Control Systems Principles, Model and Gain Schedu Design*. 1. ed. La Plata: Springer, 2007. v. 1. (Advances in Industrial Control, v. 1). Citado 8 vezes nas páginas 11, 15, 16, 17, 18, 20, 21 e 22.
- CASTRO, R. et al. Variable frequency resonant controller for load reduction in wind turbines. *Control Engineering Practice*, v. 66, p. 76 – 88, 2017. ISSN 0967-0661. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0967066117301338>>. Citado na página 18.
- EM. *Jornal Estado de Minas: Sem água, nordeste bate recordes de produção de energia eólica*. 2019. <<https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2019/10/08/internaseconomia906946/>>. Acesso: 08-04-2019. Citado na página 11.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION. *IEC 61400-1: Wind turbines - part 1: Design requirements*. Geneva, Switzerland, 2002. Citado 6 vezes nas páginas 12, 38, 40, 41, 43 e 46.
- 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. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 47.
- IRENA. *Renewable power generation costs in 2019*. Abu Dhabi, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 14.
- JONKMAN, J. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. 1. ed. National Renewable Energy Laboratory, 2009. (NREL/TP;500-38060). Disponível em: <<http://purl.access.gpo.gov/GPO/LPS112976>>. Citado 5 vezes nas páginas 13, 17, 29, 33 e 35.
- JONKMAN, J. M.; JR., M. L. B. *FAST User's Guide*. 4. ed. New Jersey: National Renewable Energy Laboratory, 2005. Citado na página 29.
- MARTINS, V. de O. *Síntese de Controladores Ressonantes para Redução de Esforços Mecânicos em Turbinas Eólicas*. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2019. Citado na página 47.
- MOOG. *"Blade Pitch Control"*. Collada: [s.n.], 2012. Acesso: 09-11-2-20. Disponível em: <<https://usuaris.tinet.cat/zefir/pitch.htm>>. Citado na página 15.
- NEMIROVSKI, A.; GAHINET, P. *The Projective Method for Solving Linear Matrix Inequalities*. 4. ed. Baltimore, Maryland: Proc. American Control Conference, 1994. Citado na página 41.
- OGATA, K. *Engenharia de controle moderno*. 5. ed. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 2007. Citado na página 20.

TURNER, M. *Anti-windup Compensation using a Decoupling Architecture*. [S.l.: s.n.], 2007. v. 346. 121-171 p. Citado 5 vezes nas páginas 23, 24, 25, 26 e 27.

WRIGHT, L. F. A. *Advanced Control Design for Wind Turbines*. Golden, Colorado, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.

ØSTERGAARD, K. Z.; STOUSTRUP, J.; BRATH, P. Linear parameter varying control of wind turbines covering both partial load and full load conditions. *International Journal of Robust and Nonlinear Control*, Wiley Online Library, v. 19, 2009. Citado na página 12.