



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE AUTOMAÇÃO E SISTEMAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

Alysson Souza de Oliveira

Modelagem e Controle para Turbinas Eólicas Horizontais

Florianópolis
2024

Alysson Souza de Oliveira

Modelagem e Controle para Turbinas Eólicas Horizontais

Relatório final da disciplina DAS5511 (Projeto de Fim de Curso) como Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Santa Catarina em Florianópolis.

Orientador: Prof. Marcelo De Lellis Costa de Oliveira, Dr.

Supervisor: Marcelo Schmidt Jacobsen, Eng.

Florianópolis

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Oliveira, Alysson Souza de
Modelagem e Controle para Turbinas Eólicas Horizontais /
Alysson Souza de Oliveira ; orientador, Marcelo De Lellis
Costa de Oliveira, 2024.
69 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia de Controle e Automação,
Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia de Controle e Automação. 2. Modelagem,
Controle de Processos, Energias Renováveis, Turbinas
Eólicas. I. Oliveira, Marcelo De Lellis Costa de. II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia de Controle e Automação. III. Título.

Alysson Souza de Oliveira

Modelagem e Controle para Turbinas Eólicas Horizontais

Esta monografia foi julgada no contexto da disciplina DAS5511 (Projeto de Fim de Curso) e aprovada em sua forma final pelo Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação

Florianópolis, 24 de julho de 2024.

Prof. Marcelo De Lellis Costa de Oliveira, Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Marcelo De Lellis Costa de Oliveira, Dr.
Orientador
UFSC/CTC/DAS

Marcelo Schmidt Jacobsen, Eng.
Supervisor
Reivax S/A Automação e Controle

Adriano Silva Martins Brandão, Dr.
Avaliador

Prof. Eduardo Camponogara, Dr.
Presidente da Banca
UFSC/CTC/DAS

Este trabalho é dedicado a todos que me apoiaram, de maneira direta ou indireta, em todos os desafios superados ao longo desses anos de graduação. Também dedico à minha mãe, meu irmão e também ao meu falecido pai, que sempre torceram para o meu sucesso.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de iniciar este trabalho expressando a minha profunda gratidão a todos que deixaram sua marca ao longo desta jornada de crescimento acadêmico, profissional e pessoal. Levarei as memórias destes anos com enorme carinho.

Em especial, gostaria de agradecer à minha família, composta por minha mãe, Maria das Graças, que nunca mediu esforços para me apoiar, orientar e inspirar a ser uma pessoa melhor. Também gostaria de dedicar este trabalho ao meu falecido pai, Everaldo, que sempre me ensinou a ter hombridade, determinação e acima de tudo, jamais recuar mediante um desafio. Por fim, não menos importante, gostaria de dedicar também ao meu irmão, Everton, por todo o apoio e conselhos fornecidos, sem dúvidas não chegaria a este momento sem a sua participação.

Também gostaria de agradecer a todos os meus amigos, que sempre me acolheram e auxiliaram em todos os momentos de necessidade. Também agradeço à minha parceira Emanuella, por ser uma inesgotável fonte de luz, sempre acreditando em mim e torcendo para o meu sucesso.

Agradeço também ao meu orientador, Marcelo, por sua enorme paciência e pelos ensinamentos durante essa etapa tão importante da minha formação acadêmica.

À Reivax, agradeço pela oportunidade de iniciar a minha jornada profissional e também por todos os ensinamentos de que com trabalho sério e dedicação, o sucesso torna-se apenas uma questão de tempo. Também gostaria de agradecer ao meu supervisor, Marcelo Jacobsen, por seu grande apoio e auxílio durante esta etapa, além é claro, por seu suporte e liderança durante as atividades rotineiras da empresa.

Por fim, também gostaria de agradecer à UFSC pela oportunidade de me graduar em uma instituição tão importante em nosso país, em especial, também gostaria de citar de forma indireta, a todos do Departamento de Automação e Sistemas, que possam continuar sempre elevando o nível do programa de graduação em Engenharia de Controle e Automação.


Muito obrigado a todos!

DECLARAÇÃO DE PUBLICIDADE

Florianópolis, 24 de julho de 2024.

Na condição de representante da Reivax S/A Automação e Controle na qual o presente trabalho foi realizado, declaro não haver ressalvas quanto ao aspecto de sigilo ou propriedade intelectual sobre as informações contidas neste documento, que impeçam a sua publicação por parte da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) para acesso pelo público em geral, incluindo a sua disponibilização *online* no Repositório Institucional da Biblioteca Universitária da UFSC. Além disso, declaro ciência de que o autor, na condição de estudante da UFSC, é obrigado a depositar este documento, por se tratar de um Trabalho de Conclusão de Curso, no referido Repositório Institucional, em atendimento à Resolução Normativa n° 126/2019/CUn.

Por estar de acordo com esses termos, subscrevo-me abaixo.

Documento assinado digitalmente
 MARCELO SCHMIDT JACOBSEN
Data: 24/07/2024 10:44:36-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Marcelo Schmidt Jacobsen
Reivax S/A Automação e Controle

RESUMO

A geração eólica tem crescido cada vez mais no Brasil, devido ao favorável potencial eólico que o país apresenta. Por isso, os efeitos deste aumento no Sistema Interligado Nacional (SIN) têm ganhado importância, o que impulsiona os órgãos reguladores da energia elétrica Brasileira a adequar os seus requisitos para comportar esse tipo de geração e suas particularidades. Atualmente no mercado as turbinas eólicas costumam trazer os seus próprios controladores integrados, contudo estes controladores pecam em alguns requisitos de performance. Este trabalho visa então, à investigação de técnicas de controle para melhorar o desempenho dinâmico dos aerogeradores, contribuindo para um ganho na eficiência da produção energética e possível aumento da vida útil do gerador. Neste escopo, a Reivax, empresa atuante no setor elétrico, principalmente nas áreas de automação e regulação de geração, tem interesse no desenvolvimento deste trabalho, pois um resultado positivo sinaliza uma oportunidade de inovação no mercado de energia eólica. Para a elaboração desta nova solução, foram utilizadas técnicas de modelagem que agregam alguns dos equipamentos já presentes no mercado e também ferramentas de análise de desempenho de controladores.

Palavras-chave: Modelagem. Energias Limpas. Controle de Processos. Turbinas eólicas.

ABSTRACT

Wind energy generation is becoming very popular in Brazil, since the country presents favorable environmental conditions. Thus, this growth has shown more impacts in the Brazilian connected system (SIN). This propels regulating entities to update current norms to accommodate the new power plants in the system without sacrificing its stability and quality. Current wind turbines usually come with an integrated controller, however these controllers sometimes do not meet the dynamic requirements of the latest regulations. This paper proposes new control techniques to be applied in those turbines that can improve equipments' dynamic response. In this scope, Reivax, a Brazilian multinational company, that is specialized in power plants automation and control supports this research. Since the conception of a good control technique may lead to the development of new products and technologies. In order to apply this solution, modelling techniques were used in conjunction with control systems dynamic analysis to prove increased performance.

Keywords: Modelling. Clean Energy. Process Control. Wind Turbines.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fluxo de conversão da potência.	14
Figura 2 – Regiões de operação da turbina.	15
Figura 3 – Limiar de atuação aerodinâmica e da atuação via controle de torque.	17
Figura 4 – Esboço da arquitetura de controle do torque do gerador.	17
Figura 5 – Sistema integrado de regulação e automação.	22
Figura 6 – <i>Power Plant Controller</i> de usinas híbridas.	22
Figura 7 – Exemplo de definição de ganhos por região do erro de controle $e(t)$	23
Figura 8 – Exemplo de implementação de um <i>feedforward</i>	24
Figura 9 – Exemplo de uma resposta criticamente amortecida (linha vermelha intermediária).	26
Figura 10 – Esquemático eletromecânico da turbina eólica.	29
Figura 11 – Evolução do coeficiente de potência (C_p).	32
Figura 12 – Curva de potência elétrica entregue à carga/rede.	32
Figura 13 – Resposta ao degrau de amplitude de 57 graus (1 rad) em β	36
Figura 14 – Resposta ao degrau de amplitude de 1 m/s em U	36
Figura 15 – Arquitetura base do sistema de controle.	37
Figura 16 – Implementação do controle PI em Matlab/Simulink.	38
Figura 17 – Resposta ao degrau de malha fechada em relação a β	39
Figura 18 – Resposta da alocação de pólos para o sistema em malha fechada.	41
Figura 19 – Diagrama pólo-zero do sistema.	42
Figura 20 – Pseudo-algoritmo para cálculo da referência de velocidade do aerogerador.	43
Figura 21 – Resposta a um degrau extremo na referência do controlador base.	46
Figura 22 – Resposta ao degrau factível na referência do controlador base.	47
Figura 23 – Resposta do controlador para uma variação em $U(t)$	48
Figura 24 – Validação do controle PID em diversos pontos de operação.	49
Figura 25 – Enfoque na zona crítica indicada.	49
Figura 26 – Resposta do sistema para um degrau extremo na referência.	50
Figura 27 – Resposta do sistema ao degrau factível na referência.	51
Figura 28 – Resposta do sistema para degrau na perturbação.	51
Figura 29 – Ensaio de validação em diversos pontos de operação.	52
Figura 30 – Desempenho da alocação longe do ponto de operação.	52
Figura 31 – Comparação entre controlador base e agendamento de ganhos.	53
Figura 32 – Melhora da performance na zona crítica ao usar agendamento de ganhos.	53
Figura 33 – Variação dos ganhos em relação à velocidade $U(t)$	54
Figura 34 – Resposta do sistema aplicando-se a estratégia <i>feedforward</i>	55

Figura 35 – Análise do <i>feedforward</i> em diferentes pontos de operação.	55
Figura 36 – Modelo do vento adaptado.	56
Figura 37 – Resposta do sistema para um vento oscilatório.	56
Figura 38 – Recorte do ensaio com vento oscilatório.	57
Figura 39 – Resposta ao degrau de perturbação para um $\tau_{pitch} = 0,3s$	58
Figura 40 – Análise dos efeitos da dinâmica do atuador em diversos pontos de operação.	59
Figura 41 – Análise dos efeitos da dinâmica do atuador para uma perturbação com ruídos.	59
Figura 42 – Recorte do ensaio do sistema com dinâmica para rajadas de vento intermitentes.	60
Figura 43 – Variação do coeficiente de potência em partes infinitesimais.	63
Figura 44 – Forças atuantes na geometria de uma pá.	64
Figura 45 – Exemplo de parque eólico.	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parametrização inicial da turbina escolhida.	28
Tabela 2 – Parametrização atualizada da turbina.	34
Tabela 3 – Regiões de comutação de ganhos.	44
Tabela 4 – Pontos de operação definidos por região.	45
Tabela 5 – Ganhos ajustados para cada região.	45

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	AEROGERADORES	13
1.2	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO	18
1.3	OBJETIVOS	18
2	REIVAX S/A AUTOMAÇÃO E CONTROLE	21
2.1	SISTEMA INTEGRADO DE REGULAÇÃO E AUTOMAÇÃO	21
2.2	<i>POWER PLANT CONTROLLER - HÍBRIDO</i>	22
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
3.1	CONTROLE PID COM AGENDAMENTO DE GANHOS	23
3.2	CONTROLE ANTECIPATIVO: ESTRATÉGIA <i>FEEDFORWARD</i>	24
4	REQUISITOS GERAIS	26
4.1	CARACTERIZAÇÃO DOS REQUISITOS	26
5	MODELAGEM DO SISTEMA	28
5.1	DESENVOLVIMENTO MATEMÁTICO	28
5.2	ANÁLISE EM MALHA ABERTA	32
5.3	DETERMINAÇÃO DO PONTO DE OPERAÇÃO	33
5.4	LINEARIZAÇÃO POR TAYLOR	34
6	PROJETO DO CONTROLADOR	37
6.1	DEFINIÇÃO DO CONTROLADOR BASE	37
6.2	AJUSTE DO CONTROLADOR VIA ALOCAÇÃO DE PÓLOS	39
6.3	GERADOR AUTOMÁTICO DE REFERÊNCIAS	42
6.4	CONTROLE PID COM AGENDAMENTO DE GANHOS	44
6.5	CONTROLE <i>FEEDFORWARD</i>	45
7	ANÁLISE DOS RESULTADOS	46
7.1	CONTROLADOR BASE	46
7.2	CONTROLE AJUSTADO VIA ALOCAÇÃO DE PÓLOS	50
7.3	PID COM AGENDAMENTO DE GANHOS	53
7.4	CONTROLE COM ESTRATÉGIA <i>FEEDFORWARD</i>	54
8	CONCLUSÃO	62
8.1	RESULTADOS OBTIDOS	62
8.2	PROPOSIÇÕES FUTURAS	63
	REFERÊNCIAS	66

1 INTRODUÇÃO

O aumento de atividades econômicas que envolvam eletricidade e também uma maior utilização de equipamento eletroeletrônicos nos ambientes residenciais resultam na crescente demanda de energia elétrica no Brasil (EXAME, 2024). Esse aumento na demanda deve ser compensado pelo crescimento da utilização de energias renováveis, principalmente através da energia eólica, que possui atualmente a segunda maior parcela na geração energética brasileira, ficando atrás somente da energia hidráulica (GLOBO, 2024).

Tal expansão acaba impactando o comportamento do sistema elétrico brasileiro, visto que diferentes fontes de energia têm diferentes comportamentos durante seu ciclo operatório. Essas distinções resultam em um código regulatório para as unidades geradoras cada vez mais rígido em termos de performance e eficiência dos equipamentos inseridos nesse sistema.

Com isso em mente, o enfoque deste texto recai sobre as usinas eólicas, que precisam cumprir os requisitos definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a fim de evitar multas e penalizações.

1.1 AEROGERADORES

O objeto de estudo deste Projeto de Fim de Curso (PFC), é a turbina eólica, componente responsável pela transformação da energia cinética do ar em energia elétrica. Essa energia é considerada limpa, tendo em vista que utiliza-se de um recurso natural não-escasso, como indicado em Assef (2023).

Existem dois tipos principais de turbinas eólicas: as de eixo vertical e as de eixo horizontal; estas são as consideradas neste trabalho, principalmente pelo fato de possuírem maior eficiência em relação as turbinas verticais (NEOENERGIA, 2021).

Componentes principais

Uma turbina eólica é composta principalmente pelos componentes descritos a seguir:

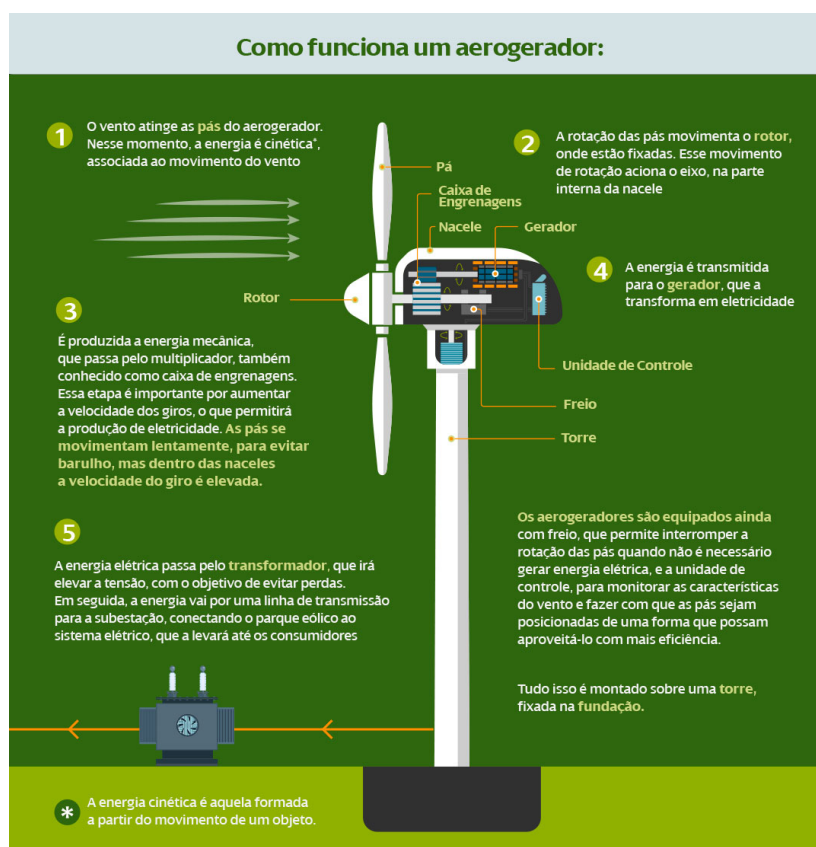
- Pás: são as partes da turbina responsáveis pela captação da potência proveniente do vento, convertendo-a em potência mecânica (produto torque-velocidade angular) que aciona o gerador elétrico no centro do rotor;
- Rotor: composto pelas pás unidas entre si por um elemento central (domo), conectado ao eixo do gerador;
- Caixa de engrenagens: amplifica a velocidade angular do rotor para o gerador, no caso de máquinas sem acoplamento direto;

- Gerador: equipamento responsável pela conversão da energia mecânica capturada pelas pás em energia elétrica;
- Unidade de controle: conjunto responsável por manobrar as pás e demais equipamentos buscando extrair o máximo de energia possível do vento sem ultrapassar os limites da máquina;
- Nacele: localizada sobre a torre e abriga o gerador elétrico, a caixa de engrenagens, unidade de controle e demais equipamentos presentes na turbina;
- Torre: estrutura responsável por manter o rotor erguido do solo.

Fluxo da conversão

Considerando os itens descritos anteriormente, é necessário entender a sequência de eventos envolvida na conversão da energia. A Figura 1 representa uma simplificação dos eventos ocorridos.

Figura 1 – Fluxo de conversão da potência.



Fonte: NEOENERGIA (2021)

Em suma: primeiramente o vento atinge as pás a uma dada velocidade, iniciando o movimento de rotação das mesmas, de forma a incitar a movimentação do rotor, que através da caixa de multiplicação irá aumentar a velocidade de rotação para que se

adéque à faixa de operação do gerador. Com isso tem-se a extração da potência mecânica, que é transmitida até o gerador, o qual a converte em eletricidade.

A eficiência com que as pás conseguem extrair a potência mecânica proveniente do vento depende do ângulo de inclinação (arfagem ou "*pitch*") das pás, que é controlado pela unidade de controle presente na nacele.

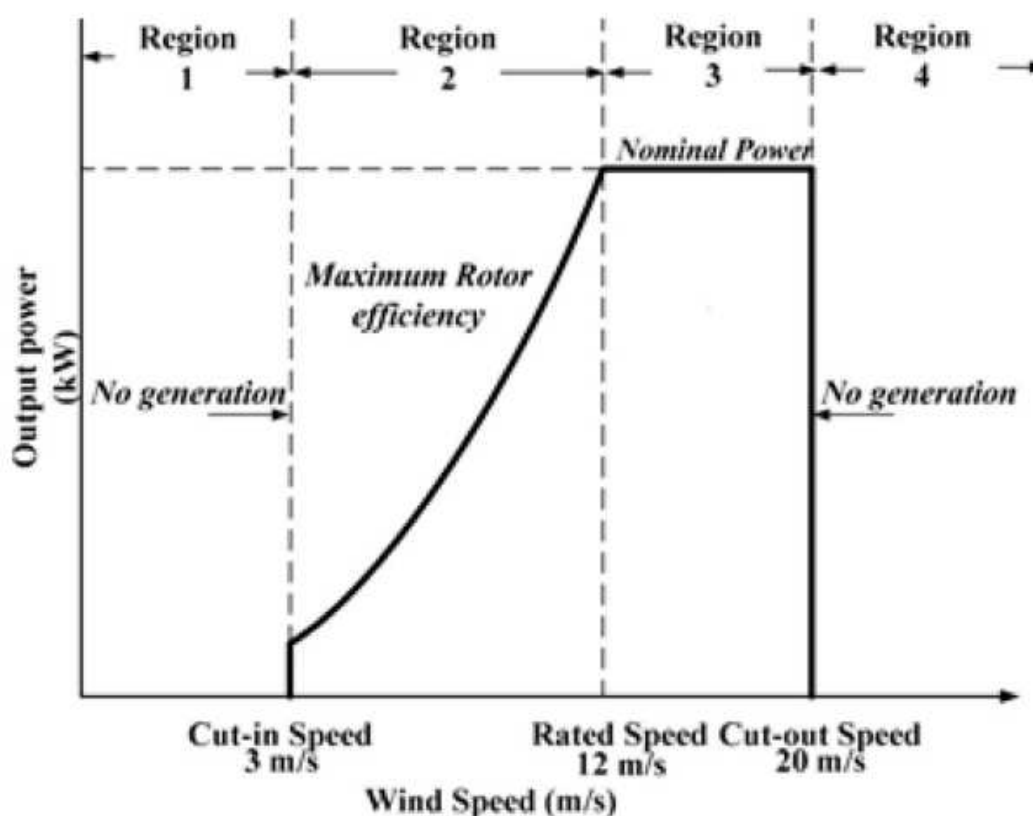
Estruturas de controle para turbinas eólicas

Tendo em mente o funcionamento básico da turbina e seu fluxo de conversão de potência, é preciso entender também algumas das principais estruturas de controle que podem ser aplicadas em uma turbina eólica.

De acordo com Apata e Oyedokun (2020), as estratégias de controle dependem, principalmente, do ponto de operação em que a turbina se encontra, ou seja, de acordo com a curva de potência do equipamento, a garantia da máxima eficiência do rotor pode implicar em mais de uma estrutura de controle aplicada.

Por exemplo, para velocidades de vento extremamente baixas (menores do que 3 m/s, usualmente) o objetivo de controle será manter a máquina parada, pois a velocidade está abaixo do valor mínimo para boa operação, como indicado na Figura 2:

Figura 2 – Regiões de operação da turbina.



Fonte: Apata e Oyedokun (2020)

A Figura 2 também mostra que na zona entre a velocidade nominal e a velocidade mínima de partida o objetivo de controle se torna maximizar a extração de potência, e quando a velocidade do vento atinge o valor nominal, o objetivo passa a ser manter a potência neste patamar constante. Essa compensação normalmente é feita através da manipulação aerodinâmica das pás. Além disso, nas zonas acima da velocidade crítica passa a ser retirar a carga para evitar danos estruturais aos equipamentos.

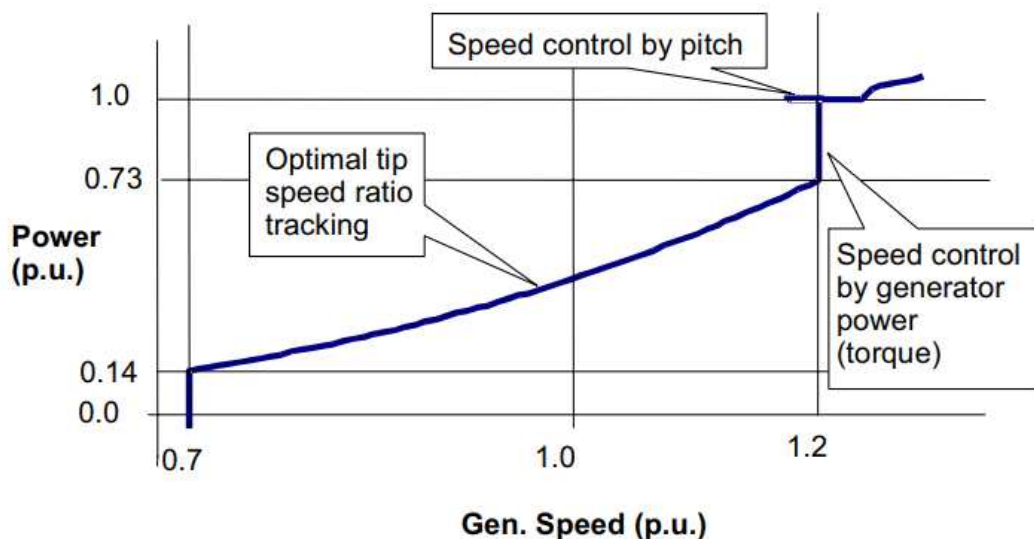
Essa operação através de redução da aerodinâmica das pás costumeiramente é feita de 3 formas:

- Controle aerodinâmico por *Passive Stall*: isto é, as pás ficam fixas em um determinado ângulo que, conforme a velocidade do vento aumenta, as perdas aerodinâmicas se acumulam e reduzem a velocidade angular (e também a potência) de maneira natural;
- Controle aerodinâmico por *Active Stall*: tem um princípio parecido com o item anterior, no entanto neste caso a angulação das pás não é fixa, ela se altera conforme a velocidade e a potência aumentam, no entanto o comportamento deste controle é baseado apenas na potência nominal, não sendo possível ajustar a arfagem das pás para pontos distintos;
- Controle aerodinâmico por ângulo de passo (*Pitch Control*): é o controle mais comum, possui sensores que realizam a comparação da potência com o valor alvo, que neste caso pode ser pré-definido, diversas vezes por segundo, calculando-se um novo valor alvo para o *pitch* de acordo com esse erro de potência/velocidade.

Dentro da atuação aerodinâmica, há uma variação do controle via *pitch* coletivo (usual), que é o controle individual de cada pá, no entanto, como indicado por Bosanyi (2003), para controlar as pás de maneira individual são necessários sensores adicionais e uma atuação nos servo motores que realizam o giro das pás de maneira assíncrona. Esse método de controlar separadamente cada *pitch* permite a redução das cargas mecânicas na turbina, já que para equipamentos de grande porte, a velocidade aferida para cada pá pode variar de maneira significativa, com isso o controle coletivo do *pitch* (estratégia adotada ao longo deste documento, por motivos de simplicidade) pode não ser a melhor opção em termos de redução de carga e otimização do equipamento.

Indo de encontro com essas literaturas, Price e Sanchez-Gasca (2006) mostram que a partir da potência nominal, o controle mais eficiente para redução da velocidade da turbina é a atuação no *pitch*, entretanto, na região próxima a este ponto nominal, mas ainda com velocidades inferiores, uma abordagem interessante é realizar o controle do torque elétrico do gerador, como indicado na Figura 3:

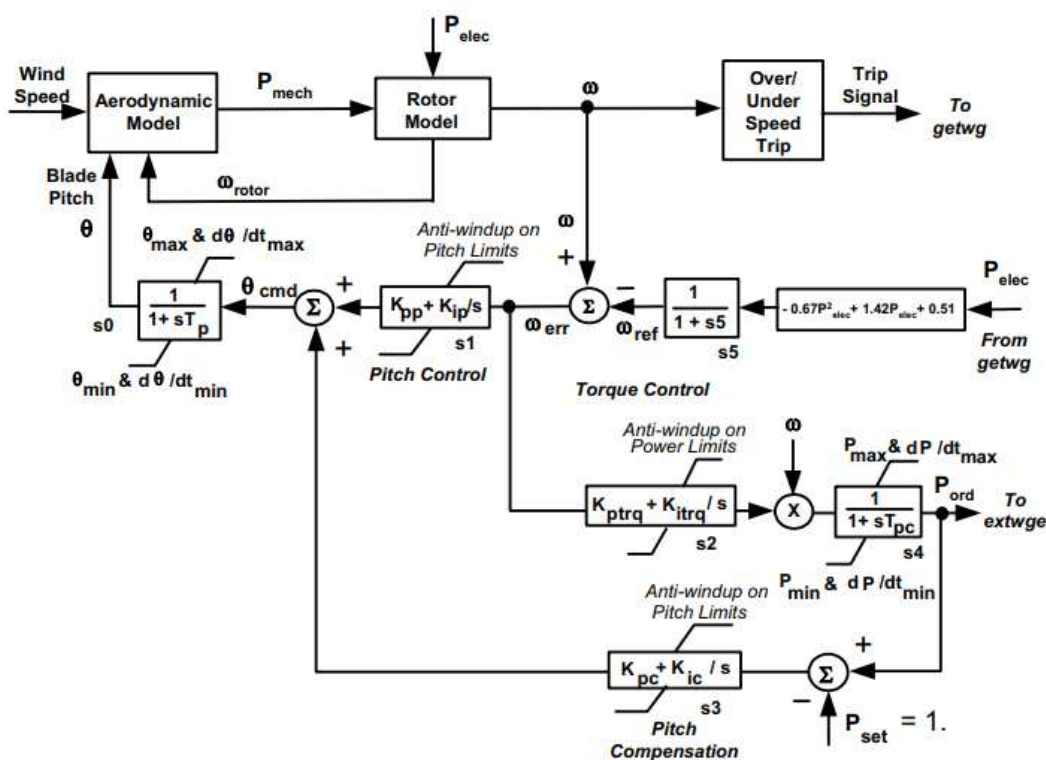
Figura 3 – Limiar de atuação aerodinâmica e da atuação via controle de torque.



Fonte: Price e Sanchez-Gasca (2006)

Este método funciona através do envio de um sinal referência de potência para o gerador externo, ajustando-se assim o torque deste gerador e também atua como um compensador no sinal de controle do *pitch*, conforme indicado na Figura 4:

Figura 4 – Esboço da arquitetura de controle do torque do gerador.



Fonte: Price e Sanchez-Gasca (2006)

1.2 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO

Responsável pela coordenação e controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) atua, através de diversas formas, para o bem da saúde do sistema elétrico brasileiro.

A maneira mais evidente das ações do órgão se dá por meio dos Procedimentos de Rede, os quais, divididos em submódulos de acordo com o escopo necessário, trazem as informações para que empresas públicas e privadas do setor elétrico possam operar de maneira adequada.

Além de se preocupar com o cenário presente, o ONS também é responsável pelo planejamento energético futuro, de forma a permitir a criação de novas centrais geradoras quando necessário, ou até mesmo deferir pedidos de construções de novas usinas em situações específicas.

Outro fato relevante sobre o ONS é que uma das maiores malhas de controle existentes é o controle da frequência do SIN, este controle é realizado através da modulação da potência das máquinas de acordo com a carga demandada pela rede elétrica, isso é feito através de solicitações de alteração de referência de potência para os agentes geradores, que precisam realizar essa manobra dentro de um tempo definido. Principalmente em situações em que ocorrem a chamada falta sistêmica, em que o tempo de correção torna-se ainda mais restrito (mais detalhes encontram-se nos Procedimentos de Rede do ONS).

A relação deste órgão com este Projeto de Fim de Curso é observada através dos requisitos de desempenho para os controladores eólicos, já que serão as métricas utilizadas para atestar se os controladores sintetizados neste relatório estão cumprindo com os objetivos. Esses requisitos serão detalhados ao longo dos próximos capítulos de forma mais explícita.

1.3 OBJETIVOS

Considerando o contexto de que os pontos de geração devem estar submetidos aos procedimentos regulatórios, é imprescindível que os equipamentos envolvidos na geração (turbinas eólicas) possuam controladores para realizar a sua regulação conforme a necessidade operativa. Atualmente no mercado, é comum que as turbinas eólicas, conhecidas popularmente como aerogeradores, já tenham um controlador próprio integrado. Entretanto, tais controladores usualmente não apresentam bom desempenho transitório e tampouco boa rejeição a perturbações externas, mais comumente à variação da velocidade do vento. Essa deficiência na performance pode causar perdas de geração e também penalizações por não atender a demandas providas do ONS, por isso deseja-se buscar o atendimento de alguns critérios:

- Respostas transitórias mais rápidas, buscando o cumprimento dos tempos determinados em procedimentos;
- Estabilidade do sistema, onde não sejam verificadas oscilações que permaneçam por demasiado tempo;
- Atuação correta em situações de falhas sistêmicas, principalmente em relação a variações de sub/sobrefrequência e sub/sobretensão.

O objetivo principal deste Projeto de Fim de Curso é a elaboração de um controlador para as turbinas eólicas que seja capaz de cumprir os requisitos de performance definidos. A concepção deste controle se dará através da aplicação de algumas técnicas de elaboração de controladores sobre um modelo de uma turbina, de forma a comparar as atuais estratégias empregadas no mercado com as técnicas propostas.

Ao longo deste processo, algumas etapas precisam ser concluídas para que o objetivo final seja atingido:

- Validação da dinâmica do modelo elaborado em relação a um controlador padrão de mercado;
- Aplicação de técnicas que atinjam melhor desempenho dinâmico em relação ao controle base;

Essa verificação será realizada de diversas maneiras, por meio de respostas ao degrau, respostas em frequência, diagramas pólo-zero e afins.

No caso de sucesso em relação ao desempenho, esse controlador poderá ser utilizado como base para projetos futuros da Reivax S/A Automação e Controle.

Problema no contexto do curso

Ao longo deste Projeto de Fim de Curso, foram requisitados conhecimentos adquiridos nas disciplinas cursadas ao longo da graduação, Em especial: Modelagem e Simulação de Processos (DAS5109), Sistemas de Controle (DAS5120) e Eletrotécnica para Automação (EEL5354), dentre outras que forneceram técnicas e ferramentas para elaborar modelos matemáticos, analisar a performance de controladores, ajustar a parametrização de dos controles de maneira eficiente e afins.

Estrutura do trabalho

O restante da monografia está estruturado da seguinte forma:

1. Capítulo 2: apresenta a empresa onde este Projeto de Fim de Curso foi realizado, descrevendo seus principais produtos e valores;

2. Capítulo 3: contém uma fundamentação teórica para auxiliar na compreensão do trabalho realizado;
3. Capítulo 4: estabelece os requisitos gerais a partir dos objetivos que deseja-se atingir com a sintetização do controlador;
4. Capítulos 5 e 6: descrevem as principais etapas realizadas (modelagem do sistema e elaboração do controlador), demonstrando a evolução do projeto;
5. Capítulo 7: apresenta uma análise dos resultados alcançados, de acordo com os modelos elaborados e as simulações realizadas;
6. Capítulo 8: conclui o documento, onde são sintetizadas as principais informações de cada uma das etapas, verificando se os objetivos foram alcançados e quais os possíveis novos passos em trabalhos futuros.

2 REIVAX S/A AUTOMAÇÃO E CONTROLE

Fundada em 1987, a Reivax é uma empresa multinacional originária do Brasil e é especializada em controle e automação para sistemas de geração de energia. A grande motivação da companhia é o desenvolvimento de novas tecnologias que permitam um desenvolvimento sustentável e benéfico para a sociedade. Isso é refletido através dos valores da empresa: ética, inovação, excelência, profissionalismo, foco em resultado, respeito ao meio ambiente e respeito às pessoas. A Reivax atua (ou já atuou) em diversos ramos da produção energética, desde termoeletricas até usinas híbridas, compostas por parques fotovoltaicos e eólicos, sendo responsável por controlar o primeiro parque verdadeiramente híbrido do Brasil (REIVAX, 2024b). Também é possível observar sua grande contribuição nas usinas hidrelétricas, através de seus principais produtos, os regulares de tensão e velocidade, que já possuem mais de 35 anos de mercado.

Seguindo esse espírito inovador, a Reivax sempre busca trazer novos produtos e soluções para o mercado, através de integrações de automação e controladores customizáveis para suprir as diversas necessidades dos clientes. A seção a seguir ilustra brevemente alguns de seus produtos mais inovadores:

2.1 SISTEMA INTEGRADO DE REGULAÇÃO E AUTOMAÇÃO

O sistema integrado de regulação e automação combina os 2 principais produtos voltados para a regulação de turbinas hidrelétricas: a regulação da tensão terminal e da velocidade (frequência de rotação) da turbina. Esse equipamento é interessante por trazer diversas vantagens como: aumento do MTBF (tempo médio entre falhas) por diminuir o número de componentes da solução, além de facilitar a integração com os demais sistemas da usina por possuir sistemas de automação de acionamentos embutidos, o que diminui o tempo de comissionamento e validação da solução nos testes de aceitação de campo. Este equipamento é indicado na Figura 5.

Figura 5 – Sistema integrado de regulação e automação.



Fonte: Reivax (2024c).

2.2 POWER PLANT CONTROLLER - HÍBRIDO

Este produto é uma variante do PPC (*Power Plant Controller*) comumente encontrado em usinas fotovoltaicas. Sua principal característica é a capacidade de se integrar com diferentes fontes de geração. Essa integração é realizada através de protocolos de comunicação inclusos nas arquiteturas de rede.

Este equipamento permite ao conjunto híbrido despachar a potência de forma conjunta, simplificando e reduzindo tempo de operação.

Figura 6 – *Power Plant Controller* de usinas híbridas.

Fonte: Reivax (2024a).

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Após a breve apresentação da empresa Reivax no capítulo anterior, onde foram descritas as principais motivações da empresa e também seus principais produtos, trataremos, na sequência, de alguns conceitos importantes para um melhor entendimento deste trabalho.

3.1 CONTROLE PID COM AGENDAMENTO DE GANHOS

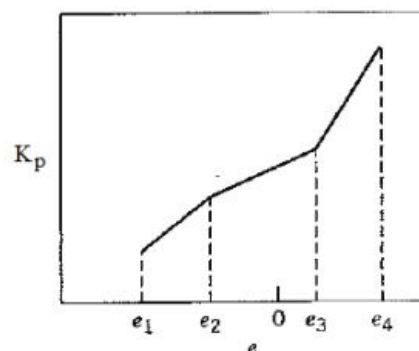
O controle PID com agendamento de ganhos (ou controle PID com ganho escalonado) é uma técnica não-linear de controle avançada, que tem como objetivo ajustar a resposta dinâmica do sistema de acordo com o ponto de operação.

Em geral, as variáveis utilizadas para a criação da regra de escalonamento são variáveis mensuradas, como perturbação, variável de processo ou o valor de referência. A variável manipulada geralmente não é considerada para termos de escalonamento por ter um comportamento que pode apresentar variações rápidas, degenerando a robustez do sistema.

Uma boa estratégia para implementar a técnica de agendamento de ganhos com controle PID é separar a variável de escalonamento em regiões que apresentem mudança significativa da dinâmica do processo, facilitando-se assim o ajuste dos parâmetros de controle (K_p , K_i , K_d).

Figura 7 – Exemplo de definição de ganhos por região do erro de controle $e(t)$.

$$K_p = \begin{cases} K_1 & \text{para } e_1 \leq e(t) < e_2 \\ K_2 & \text{para } e_2 \leq e(t) < e_3 \\ K_3 & \text{para } e_3 \leq e(t) \leq e_4 \end{cases}$$



Fonte: Coutinho (2021)

A Figura 7 ilustra a definição de regiões específicas de acordo com uma variável de escalonamento, neste caso em especial, foi selecionado o erro medido. E foram definidos 3 ganhos diferentes para o parâmetro K_p , buscando igualar a resposta dinâmica nas 3 áreas.

3.2 CONTROLE ANTECIPATIVO: ESTRATÉGIA *FEEDFORWARD*

O controle antecipativo *feedforward* tem como objetivo realizar a compensação dos efeitos de algum distúrbio, desde que este seja medido.

Esta técnica avançada é um controle em malha aberta, onde ao adquirir a medição do distúrbio, aplica-se uma compensação diretamente no sinal de controle realimentado. Por si só, esse controle não é capaz de manipular o sistema para se atingir erro nulo para seguimento de referências. Portanto é uma estratégia complementar ao controle realimentado convencional, o Quadro 1 traz um comparativo de algumas características dos controladores.

Um ponto importante a ser destacado é que, como é uma técnica que realiza a compensação dos efeitos da perturbação, ela não pode ser aplicada em sistemas nos quais não seja possível medir o valor do distúrbio.

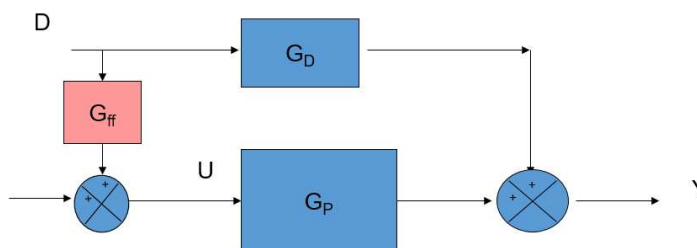
Quadro 1 – Comparação entre as técnicas de controle.

Controle Realimentado	Controle <i>Feedforward</i>
Malha: fechada	Malha: Aberta
Dinâmica: lenta	Dinâmica: rápida
Robustez: robusto	Robustez: não-robusto
Estabilidade: altera estabilidade	Estabilidade: Não afeta estabilidade
Atuação: corretiva	Atuação: preventiva

Fonte: Normey-Rico (2021)

A Figura 8 mostra uma possível implementação da técnica de *feedforward*, onde a perturbação é somada diretamente no sinal de controle, após os efeitos do ganho de compensação G_{ff} :

Figura 8 – Exemplo de implementação de um *feedforward*.



Fonte: APmonitor (2020).

A função de transferência G_{ff} pode ser calculado de duas formas:

1. Calculado de maneira dinâmica;
2. Calculado de maneira estática;

O procedimento padrão de cálculo deste parâmetro é dado pela Equação 1, no domínio da frequência:

$$G_p(s) \cdot G_{ff}(s) + G_d(s) = 0, \quad (1)$$

onde G_p é a função de transferência da planta, e G_d a função de transferência do distúrbio. Resultando-se então na seguinte forma:

$$G_{ff}(s) = \frac{-G_d(s)}{G_p(s)}. \quad (2)$$

Através da Equação 2, derivam-se as duas formas (dinâmica e estática): para a forma dinâmica, basta apenas substituir as funções de transferência exatamente como são. Já para encontrar o valor estático, é necessário utilizar do ganho estático das funções de transferência, obtido quando $s = 0$.

Ao realizar esse procedimento de cálculo, é necessário validar a causalidade da função de transferência obtida, isto é, se ela depende apenas das entradas atuais e passadas. Isto é importante para garantir a factibilidade do sistema, visto que a função obtida deve possuir um número de zeros menor ou igual ao número de pólos, e ser calculada em relação a funções estáveis. A resultante também deve se manter estável (com pólos apenas no semi-plano esquerdo).

4 REQUISITOS GERAIS

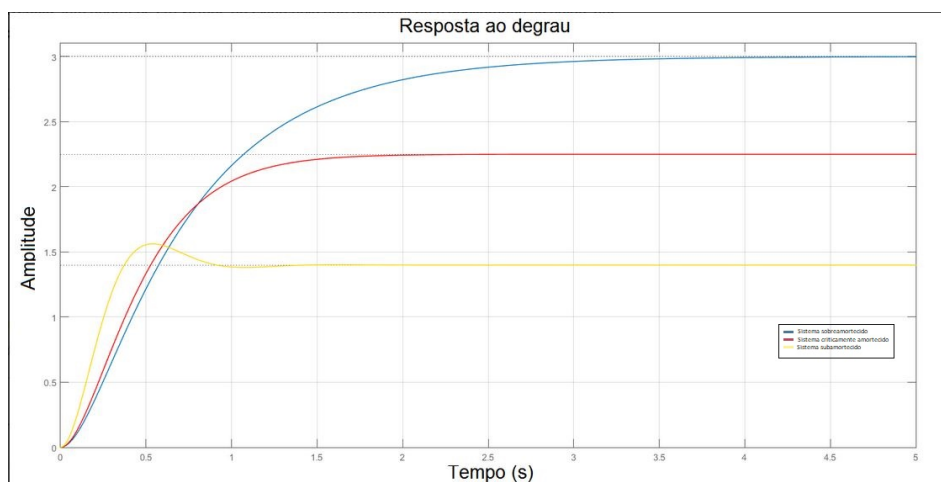
4.1 CARACTERIZAÇÃO DOS REQUISITOS

Levando em consideração o escopo deste trabalho, que é focado na aplicação e análise de técnicas de controle, é necessário que sejam definidos alguns requisitos de comparação entre as técnicas avaliadas. Essas condições de verificação são voltadas para garantir o desempenho dinâmico da turbina em diversos cenários de operação.

É importante reiterar que essas condições foram ajustadas de acordo com experiências da empresa em relação à atuação dinâmica de turbinas eólicas e garantia de seguimento da regulamentação vigente, dessa forma, ao atingir esses requisitos estabelecidos, o equipamento estará indo para uma operação segura, longe de penalizações por parte do órgão responsável.

- Tempo de acomodação: o novo controlador projetado deve garantir um tempo de acomodação inferior a 60 segundos em todos os pontos de operação. Este requisito é definido visto que, durante a operação em tempo real realizada pelo ONS, podem existir variações na frequência do sistema elétrico nacional, e para estabilizar a potência são solicitadas variações na referência de potência (podendo enviar a turbina para uma operação sub-ótima);
- Regime transitório suave: a etapa transitória da resposta do controlador deve ocorrer sem oscilações e também sem a presença de sobressinal, em um regime **criticamente amortecido**, conforme exemplo dado na Figura 9:

Figura 9 – Exemplo de uma resposta criticamente amortecida (linha vermelha intermediária).



Fonte: Madeira (2016)

A Figura 9 mostra algumas respostas de um sistema em segunda ordem, sendo a linha vermelha a resposta desejada **criticamente amortecida**.

Este critério é extremamente relevante pois as usinas eólicas estão, usualmente, sob regime do Monte Único do Sistema de Transmissão (MUST), isto é, existe um limite para a potência máxima de escoamento para a linha de transmissão, sob penalidade de multa caso ocorram ultrapassagens deste limite.

- Melhoria na resposta à perturbação: a nova estratégia de controle deve buscar mitigar os efeitos da perturbação causada por variações da velocidade do vento na turbina, isto é, deve buscar reduzir, se possível, o tempo de rejeição desta perturbação e também diminuir a amplitude do efeito causado por este estímulo, de forma a garantir que não ocorram as ultrapassagens do MUST, citado no item anterior;
- Estabilidade em regime permanente: o controle deve ser capaz de se manter em um ponto de operação de maneira estável em regime permanente, isto é, sem oscilações sustentadas (i.e. que permaneçam indefinidamente).
- Mínimas alterações de *hardware*: visto que não é simples realizar alterações nos componentes de uma turbina, a estratégia de controle empregada deve ser aplicável com os atuadores e sensores já presentes nas soluções de turbinas de mercado.

Os itens mencionados anteriormente são críticos visto que, ao lidar com sistemas de geração de energia conectados à rede nacional, deve-se sempre buscar as respostas mais robustas para não causar distúrbios que comprometam a qualidade das linhas de transmissão e distribuição.

5 MODELAGEM DO SISTEMA

O objetivo deste capítulo é descrever as etapas realizadas durante o projeto, incluindo a modelagem matemática e um memorial de cálculo.

Os sistemas físicos podem ser representados por equações que descrevem o seu comportamento (evolução) no tempo de acordo com as entradas (de controle ou perturbação). Partindo-se desse princípio, realizou-se a dedução do modelo conforme as equações físicas que regem o comportamento de uma turbina eólica.

Antes da elaboração matemática era necessário a definição de um equipamento real para que os resultados fossem condizentes com a prática, por isso, foi definido o equipamento de uma empresa fornecedora específica (não identificada por motivos de propriedade intelectual), cujos parâmetros estão indicados na Tabela 1.

Parâmetro	Representação	Valor
Potência nominal	P_{nom}	2,2 MW
Raio do rotor	r	61 m
Densidade do ar	ρ	1,2 kg/m ³
Resistência de armadura	R_a	50 mΩ
Tensão de armadura	E_a	(...) V
Massa estimada do rotor	m	30.000 kg
Constante de velocidade	K_v	660,23653 V/(rad/s)

Tabela 1 – Parametrização inicial da turbina escolhida.

5.1 DESENVOLVIMENTO MATEMÁTICO

Considerando os parâmetros indicados anteriormente, foi possível iniciar o desenvolvimento das equações.

A partir de conceitos básicos, a potência mecânica (cinética) disponível no vento na área de seção transversal interceptada pelo rotor é dada por,

$$P_w(t) = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 U^3(t), \quad (3)$$

onde $U(t)$ é a velocidade do vento. Convém destacar que, segundo Albert Betz e outros pesquisadores, o rotor não é capaz de extrair toda a potência disponível no vento¹. Sendo 59,3% o limite teórico. A razão entre a potência mecânica extraída pelo rotor $P_m(t)$ e a potência teórica $P_w(t)$ corresponde ao coeficiente de potência da máquina:

$$C_p(t) = \frac{P_m(t)}{P_w(t)}. \quad (4)$$

Por sua vez, a potência mecânica extraída pelo rotor depende do valor final de $C_p(t)$. Essa função tem como entradas a variação do ângulo das pás, o chamado

¹ mais detalhes podem ser vistos em diversas literaturas, com o tema Limite de Betz, mas para o nosso estudo a derivação deste resultado não é necessária

pitch angle, representado por $\beta(t)$, e também do chamado *tip speed ratio*, descrito na seguinte equação,

$$\lambda(t) = \frac{\omega(t)r}{U(t)}, \quad (5)$$

onde $\omega(t)$ é a velocidade angular do rotor.

Segundo Mifsud *et al.* (2016), o comportamento dinâmico de $C_p(\lambda, \beta)$, pode ser aproximado da seguinte maneira,

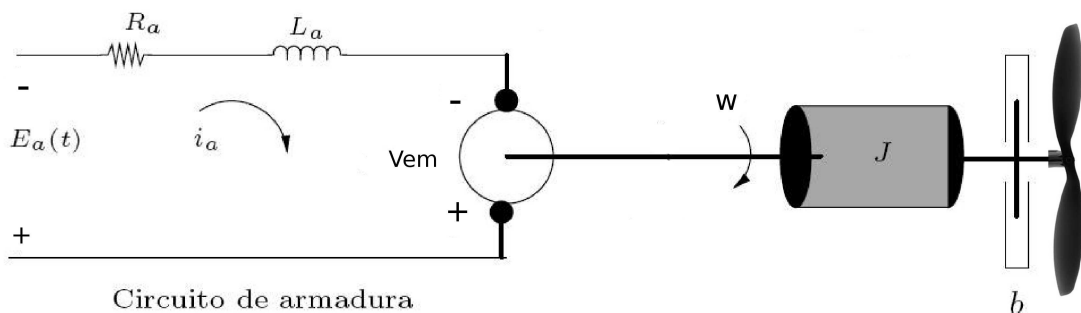
$$C_p(\lambda, \beta) = (0,44 - 0,167\beta(t))\text{sen}\left(\frac{\pi\lambda(t)}{15 - 0,3\beta(t)}\right) - 0,160\lambda(t)\beta(t), \quad (6)$$

correspondendo a uma aproximação genérica da geometria das pás, e portanto é aplicável para a maioria dos casos.

Para dar seguimento no desenvolvimento proposto, é necessário compreender as seguintes hipóteses definidas:

1. No modelo analisado, é considerado um acoplamento direto entre o rotor e o eixo do gerador elétrico, isso é equivalente a uma caixa de multiplicação com relação unitária, como observado na Figura 10;

Figura 10 – Esquemático eletromecânico da turbina eólica.



Fonte: Oliveira (2021)

2. O acoplamento mecânico entre as partes é ideal, portanto desconsidera-se o atrito viscoso, logo tem-se o coeficiente $b = 0$;

Conforme o fluxo de conversão indicado na Figura 1, a potência mecânica extraída do vento induz uma velocidade de giro do rotor, que é transmitida para o gerador através do acoplamento direto descrito anteriormente. Isso reflete no aparecimento de uma força eletromotriz (V_{em}) e de uma corrente (i_a) no enrolamento de armadura do gerador elétrico.

De modo geral, as dinâmicas envolvidas nesse processo podem ser representadas pelo seguinte conjunto de equações diferenciais:

$$\begin{aligned}\frac{di_a(t)}{dt} &= f_1(i_a(t), \omega(t), E_a(t), U(t)), \\ \frac{d\omega(t)}{dt} &= f_2(i_a(t), \omega(t), E_a(t), U(t)),\end{aligned}\tag{7}$$

onde f_1 e f_2 são funções que representam a dinâmica das variáveis de estado $i_a(t)$ e $\omega(t)$.

Aplicando-se a Lei de Kirchoff das malhas ao circuito da Figura 10 e isolando-se a derivada, obtém-se a equação equivalente a função f_1 ,

$$E_a(t) + R_a i_a(t) - V_{em}(t) + \frac{dL_a i_a(t)}{dt} = 0,\tag{8}$$

na qual, se considerarmos a força eletromotriz modelada como $V_{em}(t) = k_v \omega(t)$, resulta em:

$$E_a(t) + R_a i_a(t) - k_v \omega(t) + \frac{dL_a i_a(t)}{dt} = 0.\tag{9}$$

onde k_v é a constante de velocidade da máquina elétrica. A Equação 9 descreve o comportamento dinâmico da corrente de armadura do circuito do gerador. O passo seguinte foi a demonstração da EDO referente ao comportamento da velocidade do rotor ($\omega(t)$).

Para que exista uma variação na velocidade, é necessário um desequilíbrio no somatório de forças atuantes no sistema. Considerando a 2ª Lei de Newton para o caso rotacional, obtém-se,

$$J \frac{d\omega(t)}{dt} = \tau_m(t) - \tau_e(t),\tag{10}$$

onde J representa o momento de inércia do rotor, enquanto τ_m e τ_e são, respectivamente, os torques mecânico (aplicado pelo vento nas pás) e elétrico (de carga). De maneira simplificada, para que a turbina acelere, é necessário que o torque mecânico seja maior do que o torque elétrico e vice-versa.

Isolando a potência mecânica na Equação 10 e igualando-a ao produto entre torque mecânico e velocidade angular, obtém-se,

$$\tau_m(t) = \frac{C_p(\lambda, \beta) P_m(t)}{\omega(t)}.\tag{11}$$

Já o torque elétrico pode ser simplificado como,

$$\tau_e(t) = k_v i_a(t). \quad (12)$$

Substituindo-se as Equações 11 e 12 na Equação 10, obtém-se a EDO que rege a dinâmica da velocidade angular do rotor (e do gerador elétrico), isto é equivalente a f_2 ,

$$J \frac{d\omega(t)}{dt} = \frac{C_p(\lambda, \beta) P_m(t)}{\omega(t)} - k_v i_a(t). \quad (13)$$

Assim, o comportamento dinâmico completo do aerogerador é determinado pelas Equações 9 e 13.

Após a análise de diversos *datasheets* e equipamentos, foi possível observar que o efeito do momento de inércia (J) do rotor é preponderante sobre o da indutância (L_a) do circuito de armadura, o que, para efeitos práticos, nos permite considerar variações instantâneas na corrente ($L_a = 0$). Portanto, as equações finais do sistema estão definidas da seguinte forma,

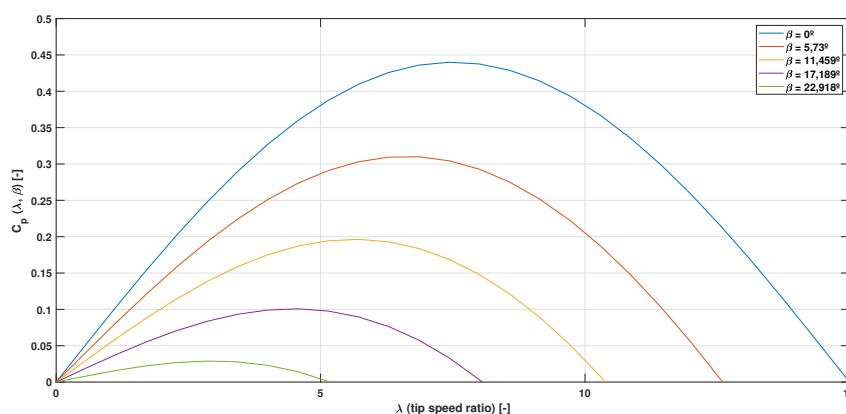
$$\begin{aligned} i_a(t) &= \frac{k_v \omega(t) - E_a}{R_a}, \\ J \frac{d\omega(t)}{dt} &= \frac{C_p(\lambda, \beta) P_m(t)}{\omega(t)} - k_v i_a(t). \end{aligned} \quad (14)$$

5.2 ANÁLISE EM MALHA ABERTA

Com as equações já adequadas em mãos, a etapa seguinte é a análise do modelo em malha aberta, de forma a entender como se comporta a turbina de acordo com os estímulos gerados.

O primeiro comportamento analisado é o da evolução do coeficiente de potência de acordo com o *tip speed ratio* (λ):

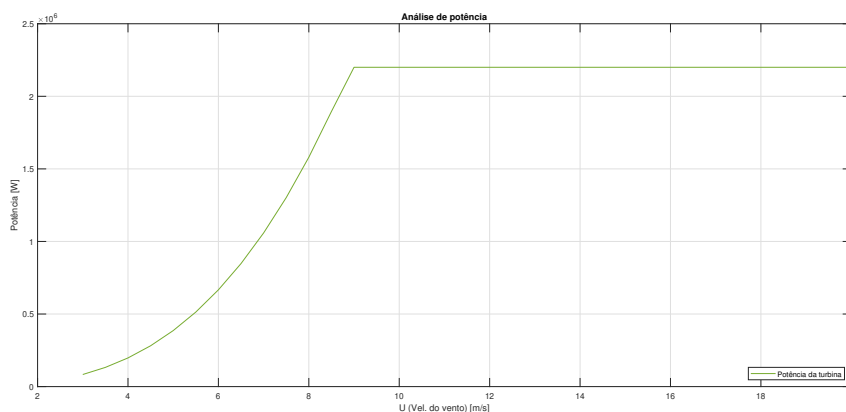
Figura 11 – Evolução do coeficiente de potência (C_p).



Fonte: Arquivo Pessoal

A Tabela 1 traz algumas informações importantes, como a potência nominal da turbina (2,2 MW). Além disso, o *datasheet* do equipamento indica que a velocidade do vento ($U(t)$) ótima é de média intensidade, uma vez que o pico no coeficiente de potência acontece com velocidades entre 7,5 e 9,5 m/s. A Figura 11 demonstra que o maior valor de C_p é 0,44 quando o *tip speed ratio* está próximo de 7,5 e o ângulo das pás está em 0 rad. Desta forma, o comportamento da potência elétrica entregue à carga (rede) em relação à velocidade do vento é descrito pela chamada "curva de potência", indicada na Figura 12.

Figura 12 – Curva de potência elétrica entregue à carga/rede.



Fonte: Arquivo Pessoal

5.3 DETERMINAÇÃO DO PONTO DE OPERAÇÃO

Como o objetivo, em condições normais de operação, é sempre gerar o máximo de energia elétrica possível, o ponto de operação deve estar localizado sob a curva.

Para garantir que a extração de potência seja máxima, algumas variáveis foram definidas da seguinte forma:

- $\beta = 0$ (posição das pás que produz o maior coeficiente de potência);
- $\lambda = 7,5$ (*tip speed ratio* que fornece o maior coeficiente de potência);
- $U = 8,5$ m/s (a turbina em questão, segundo o *datasheet* tem seu melhor rendimento entre as velocidades 7 e 9, onde não há desperdício de energia cinética do vento, e esse valor foi definido um pouco abaixo do ponto nominal para que seja possível realizar um degrau positivo na referência de velocidade angular, caso requisitado).

Com essas informações e os parâmetros da Tabela 1, é possível encontrar o valor da velocidade angular para este ponto de operação:

$$\omega_0 = \frac{U_0 \lambda_0}{r} = \frac{8,5 \cdot 7,5}{61} = 1,04508 \text{ rad/s (9,9798 rpm.)} \quad (15)$$

Utilizando-se do valor da velocidade no ponto de operação desejado, agora resta encontrar a tensão do circuito de armadura. Para tal, utiliza-se da Equação 13 igualada a zero, tendo em vista que como o ponto está sob a curva de potência, este ponto será também um ponto de equilíbrio, ou seja,

$$0 = \frac{Cp_{max} P_0}{\omega_0} - k_v \cdot \frac{(k_v \omega_0 - E_a)}{Ra}, \quad (16)$$

onde P_0 é a potência teórica extraída do vento para a velocidade definida de 8,5 m/s. Após substituições dos valores já conhecidos da Equação 16, a tensão de armadura resultante é dada por,

$$E_a = 552,6619 \text{ V}, \quad (17)$$

Este valor de tensão de armadura será mantido constante durante as simulações tendo em vista que não há um atuador que manipule esta grandeza. Assim, o valor de E_a da Equação 17 completa a Tabela 1.

O último parâmetro que resta ser calculado é o momento de inércia do rotor. Supondo que a massa (m) do rotor esteja a uma distância equivalente (l) a cerca de metade do comprimento do raio total do rotor, o momento de inércia (J) pode ser estimado da seguinte maneira:

$$J = ml^2 = 30.000 \cdot (30,5^2) = 27.907.500 \text{ kg} \cdot \text{m}^2, \quad (18)$$

Deste modo, a parametrização final da turbina está definida na Tabela 2:

Parâmetro	Representação	Valor
Potência elétrica nominal	P_{nom}	2,2 MW
Raio do rotor	r	61 m
Densidade do ar	ρ	1,2 kg/m ³
Resistência de armadura	R_a	50 mΩ
Tensão de armadura	E_a	552,6619 V
Massa estimada do rotor	m	30.000 kg
Constante de velocidade	K_v	660,23653 V/(rad/s)
Momento de inércia	J	27.907.500 kg m ²

Tabela 2 – Parametrização atualizada da turbina.

5.4 LINEARIZAÇÃO POR TAYLOR

Com todas as grandezas definidas, o próximo passo na etapa de modelagem do sistema foi encontrar uma linearização por série de Taylor para o ponto de operação (representado pela sigla PO) escolhido. Esse processo é feito através do cálculo das derivadas parciais. Para o caso da equação de estado, temos:

$$J \frac{d\omega(t)}{dt} = \left. \frac{\partial \omega(t)}{\partial \beta} \right|_{PO} \Delta \beta(t) + \left. \frac{\partial \omega(t)}{\partial U} \right|_{PO} \Delta U(t) + \left. \frac{\partial \omega(t)}{\partial \omega} \right|_{PO} \Delta \omega(t), \quad (19)$$

as derivadas parciais resultantes, para cada uma das variáveis de interesse, podem ser definidas como:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega(t)}{\partial \beta} = \frac{P_w}{\omega_0} \cdot \left[\frac{57,4911 \omega_0 (0,44 - 0,167 \beta_0) \cdot \cos \left(\frac{61 \pi \omega_0}{U_0 (15 - 0,3 \beta_0)} \right)}{U_0 (15 - 0,3 \beta_0)^2} \right. \\ \left. - 0,167 \cdot \operatorname{sen} \left(\frac{61 \pi \omega_0}{U_0 (15 - 0,3 \beta_0)} \right) \frac{-9,76 \omega_0}{U_0} \right], \end{aligned} \quad (20)$$

a Equação 20 representa a derivada parcial referente à entrada de controle β , de forma similar, temos a derivada parcial para a perturbação U :

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega(t)}{\partial U} = \frac{3 P_w U_0^2}{\omega_0} \cdot \left[\frac{(0,44 - 0,167 \beta_0) \operatorname{sen} \left(\frac{61 \pi \omega_0}{U_0 (15 - 0,3 \beta_0)} \right) \frac{-9,76 \beta_0 \omega_0}{U_0}}{\omega_0} \right] \\ + \frac{P_w U_0^3}{\omega_0} \cdot \left[\frac{9,76 \beta_0 \omega_0}{U_0^2} - \frac{61 \pi \omega_0 (0,44 - 0,167 \beta_0) \cos \left(\frac{61 \pi \omega_0}{U_0 (15 - 0,3 \beta_0)} \right)}{U_0^2 (15 - 0,3 \beta_0)} \right], \end{aligned} \quad (21)$$

por fim, temos a derivada parcial em relação à velocidade angular ω :

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega(t)}{\partial \omega} = & \frac{-P_w \cdot \left[(0,44 - 0,167\beta_0) \operatorname{sen} \left(\frac{61\pi\omega_0}{U_0(15-0,3\beta_0)} \right) - \frac{9,76\omega_0\beta_0}{U_0} \right]}{\omega_0^2} \\ & + \frac{P_w}{\omega_0} \cdot \left[\frac{61\pi(0,44 - 0,167\beta_0) \operatorname{cos} \left(\frac{61\pi\omega_0}{U_0(15-0,3\beta_0)} \right)}{U_0(15-0,3\beta_0)} - \frac{9,76\beta_0\omega_0}{U_0} \right] \quad (22) \\ & - 8,718 \cdot 10^6. \end{aligned}$$

Para todas as derivadas descritas nas Equações 20, 21 e 22, os valores de ω_0 , U_0 e β_0 são referentes aos valores numéricos encontrados para o ponto de operação definido. Ao substituir esses valores nas derivadas, encontram-se os coeficientes numéricos de linearização,

$$\frac{d\omega(t)}{dt} = K_1\Delta\beta(t) + K_2\Delta U(t) + K_3\Delta\omega(t), \quad (23)$$

onde os coeficientes K_1 , K_2 , K_3 são os coeficientes das derivadas no ponto de operação divididos pelo momento de inércia (J).

Para facilitar as análises de desempenho dos controladores e também visualizar melhor como o sistema se comporta em malha aberta de acordo com as entradas, foi realizada a transformada de Laplace \mathcal{L} , com condições iniciais nulas, na Equação 23, para alterá-la para o domínio da frequência:

$$s\Delta\omega(s) = K_1\Delta\beta(s) + K_2\Delta U(s) + K_3\Delta\omega(s), \quad (24)$$

os valores numéricos dos coeficientes K_1 , K_2 e K_3 são calculados ao aplicar os valores da tabela 2 na Equação 19, a saber:

$$\begin{aligned} K_1 &= -0,2019 \text{ [s}^{-1}\text{]}; \\ K_2 &= 0,018158 \text{ [rad} \cdot \text{m}^{-1}\text{]}; \\ K_3 &= -0,3746 \text{ [-]}. \end{aligned} \quad (25)$$

Com isso, foi possível encontrar as funções de transferência relacionadas ao modelo da turbina:

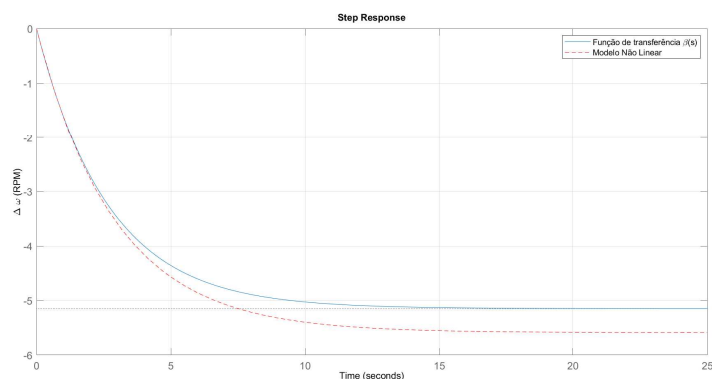
$$\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta\beta(s)} = \frac{K_1}{s - K_3}, \quad (26)$$

que representa a dinâmica da entrada de controle para a saída controlada. Já a Equação 27 representa a função de transferência da entrada de perturbação (velocidade do vento) para a (mesma) saída controlada:

$$\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta U(s)} = \frac{K_2}{s - K_3}, \quad (27)$$

Com essas funções de transferências, é possível realizar análises em malha aberta, como resposta ao degrau, diagramas polo-zero e afins, além de servirem para o projeto dos controladores. As Figuras 13 e 14 apresentam a resposta ao degrau unitário no ângulo das pás (β) e na velocidade do vento (U), respectivamente.

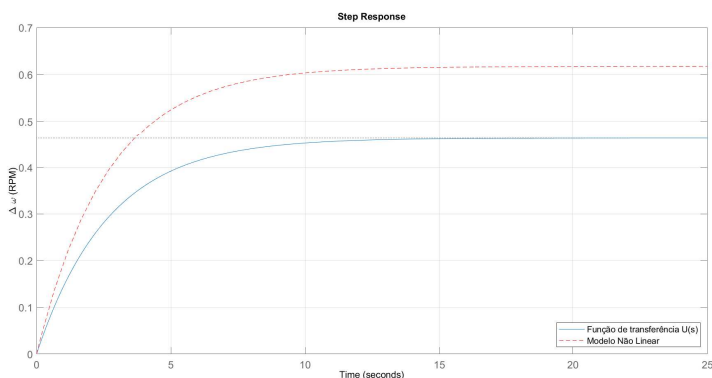
Figura 13 – Resposta ao degrau de amplitude de 57 graus (1 rad) em β .



Fonte: Arquivo Pessoal

Como visto na Figura 13, o tempo de acomodação (tempo até 95% do valor final) em malha aberta é de aproximadamente 8 segundos.

Figura 14 – Resposta ao degrau de amplitude de 1 m/s em U .



Fonte: Arquivo Pessoal

Na Figura 14, o tempo de acomodação (tempo até 95% do valor final) em malha aberta para um degrau de 1 m/s em U é de aproximadamente 8 segundos.

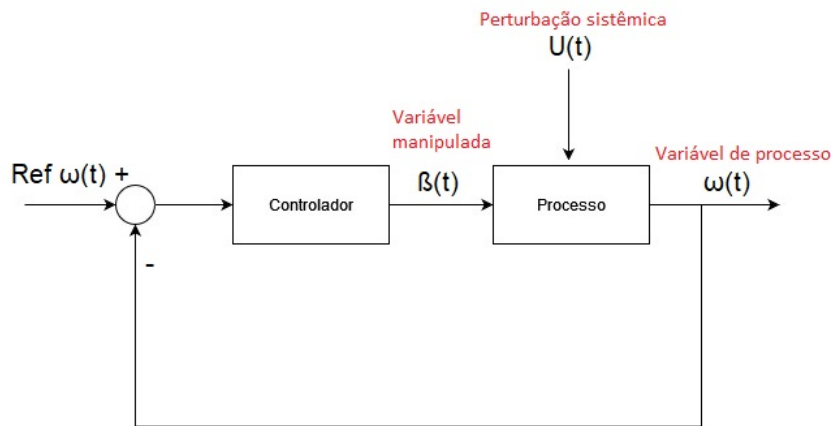
Note que as respostas ao degrau são condizentes com a intuição prévia: sendo o ponto de linearização ótimo, uma variação (neste caso, positiva) no ângulo das pás causa uma redução na velocidade do rotor. Já uma variação positiva na velocidade do vento causa um incremento na potência gerada pelo vento, logo a velocidade angular aumenta.

6 PROJETO DO CONTROLADOR

Com os modelos dinâmicos já caracterizados, o objetivo seguinte foi a elaboração e análise dos controladores a fim de atingir as melhorias de desempenho desejadas.

Inicialmente, vamos considerar a topologia de controle apresentada na Fig. 15.

Figura 15 – Arquitetura base do sistema de controle.



Fonte: Arquivo Pessoal

A Figura 15 deixa evidente que a variável manipulada é o ângulo das pás (β), já a perturbação sistêmica será a velocidade do vento (U), visto que não é uma grandeza controlável. Por fim, tem-se que a velocidade angular (ω) é a variável de processo, que está associada à potência da máquina.

6.1 DEFINIÇÃO DO CONTROLADOR BASE

O primeiro controlador a ser projetado foi do tipo proporcional, integral e derivativo (PID), mais precisamente do tipo PI com estratégia de *anti-windup*, representando a tecnologia convencional. Esse controlador servirá como referência (base) para analisar o desempenho das outras estratégias de controle.

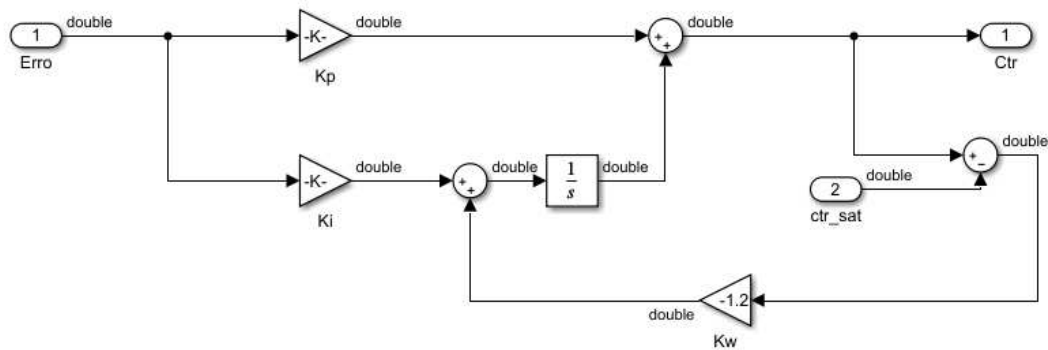
A lei de controle PI, no domínio do tempo, é

$$u(t) = K_p \cdot e(t) + \int_{\tau=0}^t (K_i \cdot e(\tau) - K_w(u(t) - u_{sat}(t))) d\tau, \quad (28)$$

onde K_i e K_p , são respectivamente, os ganhos referentes à parcela integral e proporcional do controlador, já K_w é o ganho da estratégia *anti-windup*, que entrará em atuação somente quando o valor de $u(t)$ ultrapassar o valor do controle após saturação $u_{sat}(t)$, evitando que haja um acúmulo excessivo na componente integradora. Essa estratégia foi empregada pois há limites máximo e mínimo para o ângulo das pás (β) $[-\pi, \pi]$.

A representação em diagrama de blocos desse controlador está indicada na Figura 16:

Figura 16 – Implementação do controle PI em Matlab/Simulink.



Fonte: Arquivo Pessoal

Na Figura 16, nota-se que a variável ctr_sat representa o sinal de controle após a saturação, portanto, difere-se do sinal de controle Ctr somente quando o atuador do $pitch$ atingiu seu limite físico.

Com a estrutura do controle PI definida, era necessário realizar a parametrização dos ganhos, e para emular uma prática comum de mercado, a sintonia escolhida foi definida de maneira empírica, de acordo com o seguinte processo:

- Primeiramente sintoniza-se o K_p até a resposta atingir um valor próximo a referência de maneira considerada "rápida";
- Com o valor de K_p fixado, o ganho K_i começa a ser incrementado até garantir o erro de referência nulo, sem causar oscilações no sistema.

E dessa forma, os ganhos definidos para K_p e K_i do controlador base foram:

$$\begin{aligned} K_p &= -0,29 \text{ [s]}, \\ K_i &= -0,24 \text{ [-]}. \end{aligned} \quad (29)$$

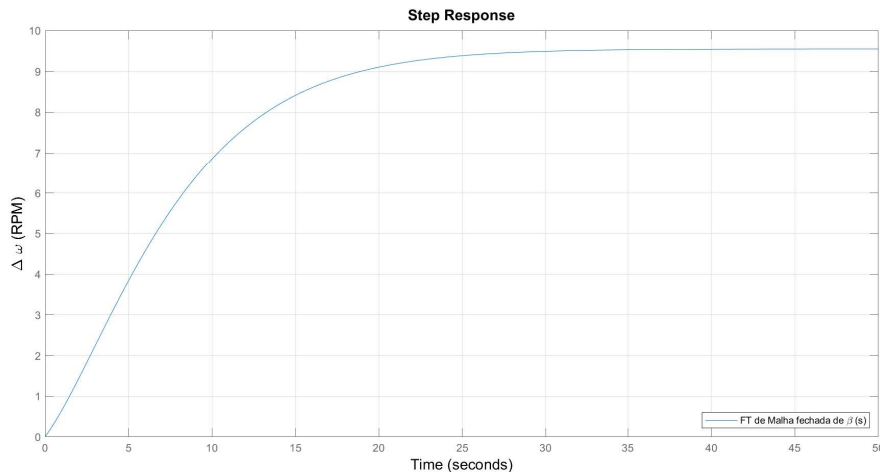
Já em relação ao parâmetro K_w , a sua sintonia foi baseada em experiências passadas com sintonias de controle e adequações de *anti-windup*, onde valores de K_w entre 1 e 2 traziam desempenho satisfatório em relação ao ajuste da componente integradora quando em regime de saturação. Dessa forma, foi escolhido empiricamente um valor dentro dessas condições.

E o valor definido para a componente de compensação *anti-windup* foi:

$$K_w = -1,2 \text{ [s}^{-1}\text{]}. \quad (30)$$

A resposta ao degrau de **malha fechada** em relação a β , está indicada na Figura 17:

Figura 17 – Resposta ao degrau de malha fechada em relação a β .



Fonte: Arquivo Pessoal

Como visto na Figura 17, a resposta dinâmica de malha fechada em relação ao degrau de referência (unitária em rad/s, equivalente a 9,55 rpm) apresenta um tempo de acomodação de aproximadamente 25 segundos, portanto de acordo com a especificação de 60 segundos, no máximo, e também não apresenta oscilações ou sobressinal no regime transitório.

6.2 AJUSTE DO CONTROLADOR VIA ALOCAÇÃO DE PÓLOS

Apesar de muito comum na indústria, a definição de maneira empírica dos ganhos não resulta na performance ótima do controlador, por isso, uma maneira de se definir os ganhos e garantir a performance desejada pode ser através de uma técnica de **alocação de pólos**.

Considerando-se que o sistema analisado é de primeira ordem, em malha aberta, ao aplicar um controlador PI, o sistema em malha fechada passa a ser de segunda ordem. De acordo com os requisitos de sistema, a resposta transitória desejada é criticamente amortecida, o que implica em um transitório sem sobressinal e oscilações, isto é alcançado quando os pólos do sistema são iguais e localizados no eixo real.

Também sabe-se que uma resposta típica de um sistema de segunda ordem é dada pela função de transferência:

$$H(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2}, \quad (31)$$

onde ξ é o coeficiente de amortecimento do sistema de segunda ordem, e no caso de uma resposta **criticamente amortecida** ele deve ser igual a 1. Já ω_n é a frequência natural de oscilação do sistema, varia de acordo com os pólos do sistema.

Já para o caso específico analisado, a equação de malha fechada dá-se por,

$$H_{mf}(s) = \frac{C(s)G_\beta(s)}{1 + C(s)G_\beta(s)}, \quad (32)$$

onde $C(s)$ é o controlador PI desejado, $G_\beta(s)$ é a função de transferência da turbina em relação à entrada de controle. O denominador da Equação 32 representa a equação característica do sistema quando é igualado a zero:

$$1 + C(s)G_\beta(s) = 0 \Rightarrow D_c \cdot D_g + N_c \cdot N_g = 0, \quad (33)$$

de modo que N_c e N_g são os numeradores das funções de transferência do controle e da planta, respectivamente. Analogamente, D_c e D_g são os denominadores destas funções de transferência. Transcrevendo a Equação 33, expressa em forma literal, para a versão numérica temos que:

$$1 + C(s)G_\beta(s) = \frac{s(s + 0,3746)}{s(s + 0,3746)} + \frac{K_p \cdot \left(s + \frac{K_i}{K_p}\right)}{s} \cdot \frac{-0,2019}{(s + 0,3746)} = 0. \quad (34)$$

A Equação 34 pode ser simplificada de tal modo em que sejam eliminados os termos do denominador:

$$s(s + 0,3746) + (sK_p + K_i) \cdot (-0,2019) = s^2 + (-0,2019K_p + 0,3746)s - 0,2019K_i = 0, \quad (35)$$

onde a Equação 35 representa a simplificação da equação característica do sistema. A partir dela se calcula a lei de controle de acordo com os parâmetros desejados.

Dessa forma, define-se que o valor alvo para o tempo de acomodação é igual ou menor a 15 segundos. Segundo Almeida (2011), o tempo para atingir 95% de um sistema criticamente amortecido é dado por:

$$t_r(5\% - 95\%) \approx \frac{4,4}{\omega_n}, \quad (36)$$

com isso, ao compararmos a forma base de um sistema de segunda ordem, dado na Equação 31, com a forma desenvolvida na Equação 35, temos como resultado:

$$\begin{aligned} 2\xi\omega_n &= -0,2019K_p + 0,3746, \\ -0,2019K_i &= \omega_n^2. \end{aligned} \quad (37)$$

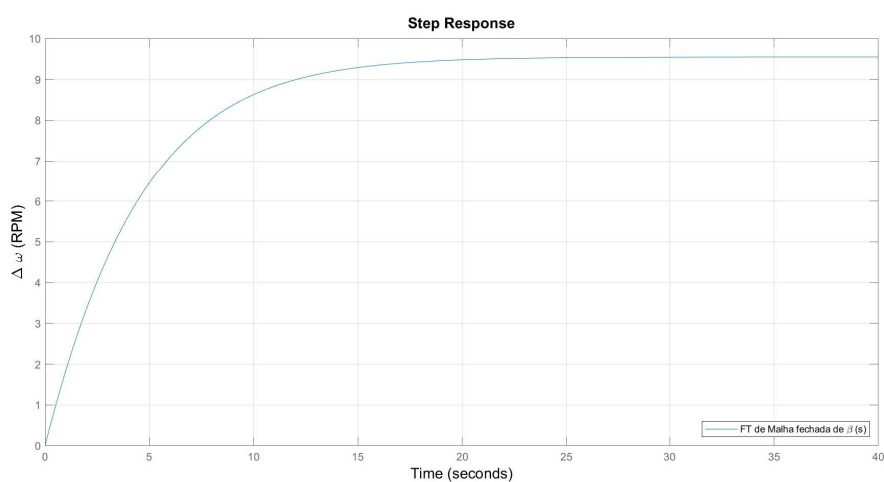
Substituindo-se agora $t_r(5\% - 95\%)$ por 15 na Equação 36, é possível encontrar um valor para ω_n e conseqüentemente, ao solucionar o sistema indicado na Equação 37, os ganhos K_p e K_i são obtidos para garantir a performance desejada.

Resolvendo-se então o sistema da equação anterior, os valores obtidos para os parâmetros K_p e K_i que garantem a performance dinâmica estipulada, para o exemplo de melhoria, são:

$$\begin{aligned}K_p &= -1,05032 \text{ [s]}, \\K_i &= -0,42615 \text{ [-]}.\end{aligned}\tag{38}$$

A Figura 18 nos permite atestar que de fato o sistema cumpriu com o requisito imposto de tempo de acomodação (tempo para atingir 95% do valor final e neste caso o valor final é de 9,55 rpm equivalente a 1 rad/s) dentro do limite de 15 segundos.

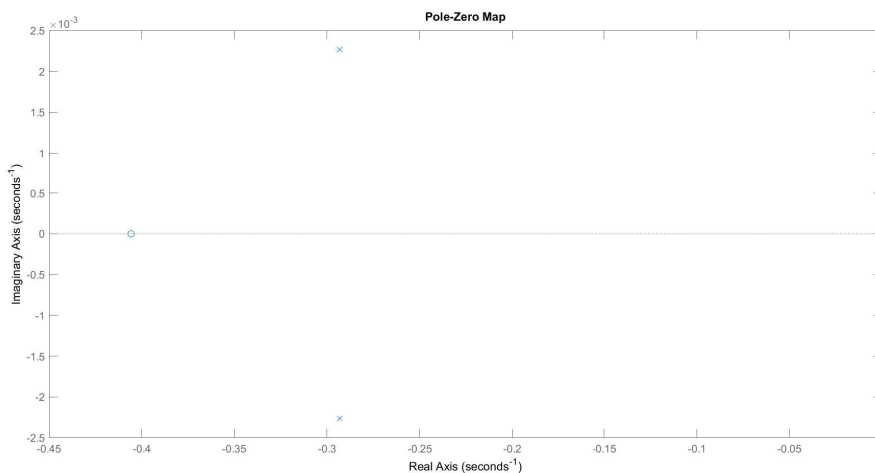
Figura 18 – Resposta da alocação de pólos para o sistema em malha fechada.



Fonte: Arquivo Pessoal

Além da resposta ao degrau, foi extraído também o diagrama pólo-zero desse sistema:

Figura 19 – Diagrama pólo-zero do sistema.



Fonte: Arquivo Pessoal

A Figura 19 mostra que há um zero à esquerda e relativamente próximo aos pólos **dominantes** de malha fechada, por isso há uma influência perceptível na resposta do sistema, deixando-o um pouco mais rápido. O aumento do ganho gerou um leve deslocamento dos pólos do eixo real. Entretanto, este deslocamento é de baixa amplitude (aproximadamente 0,002) e por isso não gera impactos perceptíveis na dinâmica transitória do sistema em malha fechada (oscilações).

6.3 GERADOR AUTOMÁTICO DE REFERÊNCIAS

Tendo em mente o objetivo de extrair o máximo de energia possível de acordo com os limites físicos da turbina, é necessário adequar referência de velocidade de rotação da turbina (ω) segundo as variações na velocidade do vento (U).

Para isso, foi elaborada uma lógica de cálculo de referências de acordo com a medição da velocidade do vento (U) e do ponto em que ω e β se encontram. Em princípio o cálculo de dessa lógica poderia ser feito *offline* e os resultados armazenados em uma *look-up table*, a ser acessada de forma *online* sempre que necessário. Esta lógica está no pseudo-algoritmo da Figura 20:

Figura 20 – Pseudo-algoritmo para cálculo da referência de velocidade do aerogerador.

```

1  input = [U, β, ω, P_nom, P_teorico]
2
3  erro = 3
4  tol = 0.0001
5  U_nom = 8.9333
6
7  if U >= U_nom
8  |   Cp_calc = P_nom/P_teorico
9  else
10 |   Cp_calc = 0.44           #Valor máximo para Cp segundo a equação definida pela literatura
11 end
12
13 while erro > tol
14   w_calc -> calcular dω/dt = 0, utilizando-se das entradas e de Cp_calc
15   λ_calc -> (r*w_calc)/U
16   β_calc -> calcular dβ/dt = 0, utilizando-se de λ_calc e demais entradas atualizadas
17   β_novo = α * β_calc + (1 - α)*B
18
19   #Atualizar o erro
20   erro = β_novo - β
21
22   #Atualizar β e ω
23   ω = w_calc
24   β = β_novo

```

Fonte: Arquivo Pessoal

Essa estratégia soluciona, de maneira iterativa, as equações base do sistema (equilíbrio da velocidade angular e determinação do coeficiente de potência), dessa forma obtém-se o valor desejado para a referência de $\omega(t)$ que satisfaça a condição de maximização da potência em relação ao valor de $U(t)$. Além disso, como adicional, esta funcionalidade verifica qual deve ser o valor esperado em regime para $\beta(t)$, visto que o valor do ângulo das pás afeta o coeficiente de potência da turbina.

Como trata-se de uma resolução numérica de equações, o valor de saída de cada passo se modifica até que o valor entre em convergência. Um método importante a ser utilizado durante essa solução é o chamado *Successive Over-Relaxation*, ou SOR, esse método, notoriamente utilizado por David Young e Stanley Frankel na década de 1950, visa acelerar a convergência numérica da solução, isto se dá através de um coeficiente α , que ao ser maior do que 1 resulta em uma convergência acelerada da solução. De maneira similar, há a variante deste método chamada de subrelaxamento, onde ao empregar valores entre 0 e 1 para o parâmetro α , é possível desacelerar a solução. No nosso caso isso foi utilizado visto que a solução numérica atinge a convergência em poucos passos, dessa forma, ao sub-relaxar a iteração, garante-se que não irá ocorrer oscilações na resposta obtida. Um bom ajuste encontrado para este coeficiente de subrelaxamento foi,

$$\alpha = 0,5. \quad (39)$$

Os demais parâmetros, como erro e tolerância, podem ser ajustados de acordo com a necessidade de precisão para cada turbina específica.

6.4 CONTROLE PID COM AGENDAMENTO DE GANHOS

Uma outra abordagem para aprimorar a performance das turbinas é o controle PID com agendamento de ganhos, isto é, os ganhos do controlador são ajustados para pontos de operação distintos, de modo que, em cada ponto, a resposta em malha fechada seja sempre a mesma (ou ao menos sempre atenda aos requisitos de desempenho).

Para uma turbina eólica, o ponto de operação é definido pela velocidade do vento ($U(t)$), portanto, o agendamento de ganhos será baseado nas variações que ocorrem nesta grandeza.

Como indicado no Capítulo 3, para elaborar o agendamento de ganhos é necessário que existam regiões operativas para que o chaveamento dos parâmetros ocorra. Para que a separação das regiões seja feita de um modo que privilegie o intervalo em que seja possível atingir a extração máxima da potência disponível, é necessário definir o ponto onde a potência atinge o seu valor nominal, e esse valor é calculado através da equação 4, igualando o valor $P_m(t)$ ao valor da potência nominal (2,2 MW) e o valor de $C_p(t)$ ao seu valor máximo (0,44).

$$2,2\text{MW} = 0,44 \cdot \frac{\rho\pi r^2 U_{nom}^3}{2}, \quad (40)$$

resolvendo a Equação 40 para a variável U_{nom} , teremos o valor desejado para a velocidade nominal do vento, como visto na Equação 41:

$$U_{nom} = 8,93312 \text{ m/s}. \quad (41)$$

Com esse resultado é possível definir de maneira ótima as regiões operativas, como visto na Tabela 3:

Região Operativa	Condição
i	$U \leq 3,5 \text{ m/s}$
ii	$3,5 < U \leq 5,5 \text{ m/s}$
iii	$5,5 < U \leq 7,5 \text{ m/s}$
iv	$7,5 < U \leq 8,93312 \text{ m/s}$
v	$U > 8,93312 \text{ m/s}$

Tabela 3 – Regiões de comutação de ganhos.

Dessa forma, para cada região de comutação, foi realizado o processo de linearização por Taylor, com o intuito de encontrar funções de transferência auxiliares do sistema para realizar o ajuste dos ganhos via método da alocação de pólos. Este processo é análogo ao indicado entre as Equações 19 e 24, ajustando-se apenas os valores numéricos dos pontos de operação para cada região.

Os pontos de operação foram calculados utilizando-se do gerador de referências indicado anteriormente, de modo a definir um valor para ω_0 que se adeque à cada

valor de U_0 analisado, dessa forma, os pontos de operação definidos estão descritos na Tabela 4:

Região Operativa	ω_0 (rad/s)	U_0 (m/s)
i	0,8483	3
ii	0,874	4,5
iii	0,9404	6,5
iv	1,04508	8,5
v	1,072	10,5

Tabela 4 – Pontos de operação definidos por região.

Considerando-se as regiões operativas indicadas na Tabela 4, foi realizado o procedimento de alocação de pólos para cada uma dessas regiões (método descrito entre as Equações 33 e 37). Este processo tem o objetivo de manter a mesma dinâmica para todas as regiões definidas, assim os ganhos ajustados são exibidos na Tabela 5:

Região operativa	K_D (s)	K_i (-)
i	-13,1689	-3,9652
ii	-4,7671	-1,6515
iii	-1,129	-0,48147
iv	-1,05032	-0,42615
v	-0,62978	-0,27453

Tabela 5 – Ganhos ajustados para cada região.

6.5 CONTROLE *FEEDFORWARD*

De acordo com as informações indicadas anteriormente na seção 3.2, o controle do tipo *feedforward* é uma técnica avançada para rejeição de perturbações, que deve ser empregado apenas quando é possível medir o distúrbio, como é o caso do problema estudado neste projeto.

Sabendo-se que, nas Equações 26 e 27 temos, respectivamente, as funções de transferência para o sinal de controle e para a perturbação, utilizaremos dessas funções para o cálculo do parâmetro (ganho) do controle *feedforward*.

Aplicando a razão definida na Equação 2 para as funções de transferência indicadas anteriormente, teremos como resultante:

$$G_{ff}(s) = \frac{-G_U(s)}{G_\beta(s)} = \frac{-\frac{K_2}{s-K_3}}{\frac{K_1}{s-K_3}} = \frac{-K_2}{K_1}. \quad (42)$$

Percebe-se na Equação 42 que, como ambas as funções de transferência possuem exatamente a mesma dinâmica (mesma constante de tempo) e não possuem zeros distintos, o controle *feedforward* acabará sendo utilizado apenas na forma estática.

Esse fenômeno ocorre devido ao cancelamento exato dos termos referentes à constante de tempo das funções de transferência.

7 ANÁLISE DOS RESULTADOS

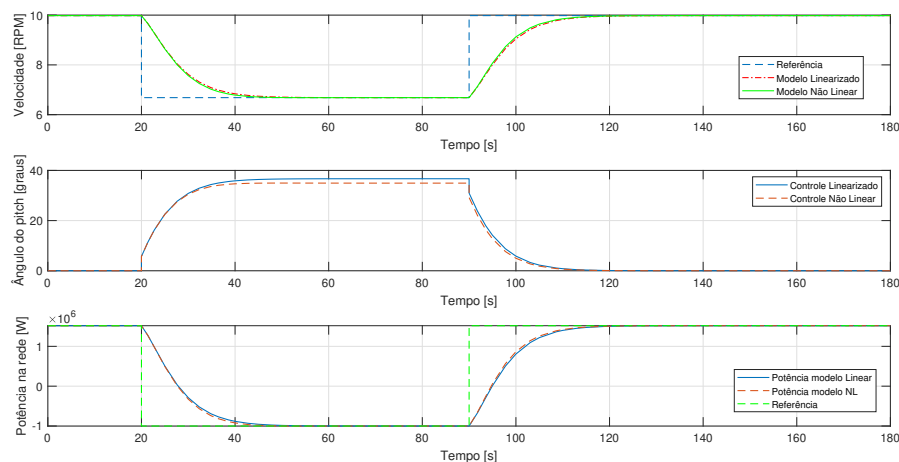
Esta seção tem como objetivo realizar a validação das estratégias concebidas ao longo dos capítulos anteriores, tendo em vista os requisitos definidos no Capítulo 4. Isso é importante para se determinar a viabilidade de cada uma das estratégias para uma possível futura implementação.

7.1 CONTROLADOR BASE

Como indicado anteriormente, foi definido um controlador PID padrão para representar a solução comum do mercado. Em todos os ensaios, foi comparado o desempenho do controlador sobre o modelo linearizado da planta, utilizado para o projeto do controlador, com o modelo não linear, que teria um comportamento mais próximo ao do sistema real.

O primeiro ensaio realizado foi o de resposta ao degrau de referência, e o resultado obtido está indicado na Figura 21:

Figura 21 – Resposta a um degrau extremo na referência do controlador base.



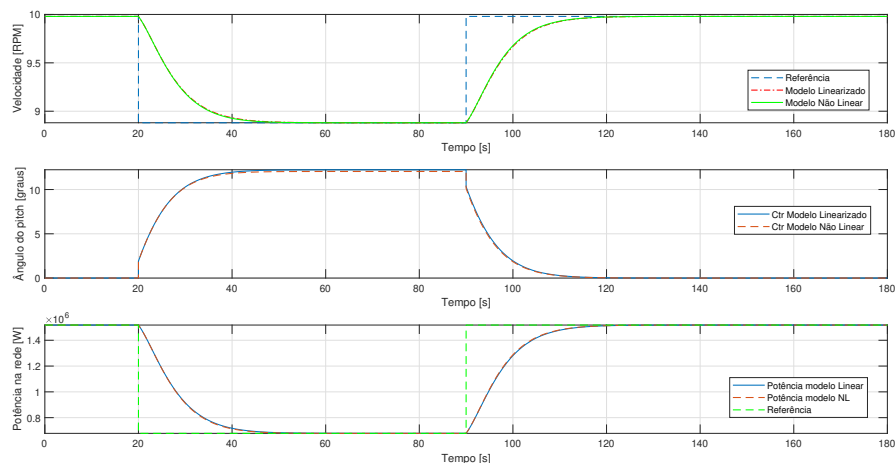
Fonte: Arquivo Pessoal

A Figura 21 mostra um comportamento bem similar entre o modelo linearizado e a turbina não linear. Além disso, a resposta dinâmica para o controlador base está coerente com os requisitos, possuindo um tempo de acomodação próximo a 35 segundos, e um regime transitório suave, sem a presença de oscilações ou de sobressinal.

É importante mencionar que o ensaio da Figura 21 representa uma "manobra extrema" para evidenciar a diferença de comportamento entre os modelos linearizado e não-linear. Por isso a referência ocasionou uma potência negativa, essa manobra também foi repetida no ensaio da Figura 26.

No caso de um degrau factível para a referência de velocidade angular, temos a seguinte resposta do sistema, indicada na Figura 22:

Figura 22 – Resposta ao degrau factível na referência do controlador base.



Fonte: Arquivo Pessoal

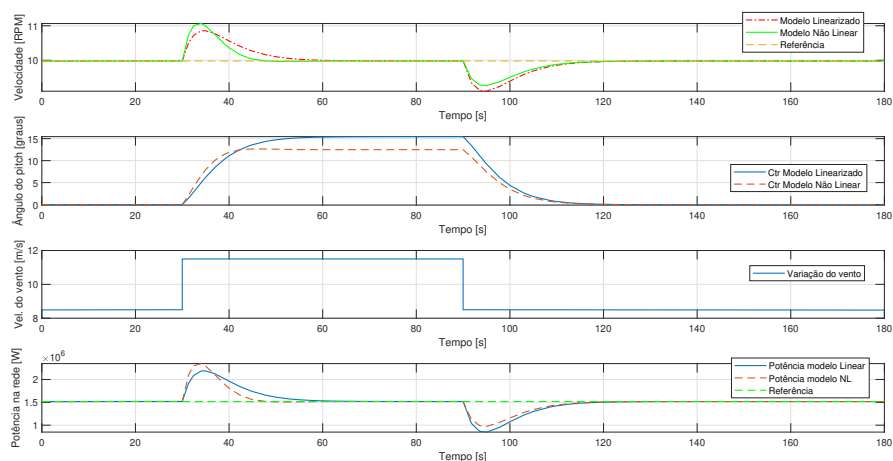
Com o comportamento dinâmico da velocidade de giro do rotor $\omega(t)$ obtido, é possível calcular a potência entregue à rede, descrita por,

$$P_e(t) = K_V \cdot i_a(t) \cdot \omega(t) - R_a \cdot i_a^2(t), \quad (43)$$

onde $P_e(t)$ é a potência entregue à rede, e $i_a(t)$ é a corrente de armadura da turbina, definida anteriormente na Equação 14. Já R_a e K_V são, respectivamente, a resistência de armadura e a constante de velocidade da turbina.

O segundo ensaio realizado para validação do controlador padrão foi a aplicação de um degrau de variação na velocidade do vento $U(t)$, que representa a perturbação sistêmica do modelo.

Figura 23 – Resposta do controlador para uma variação em $U(t)$.

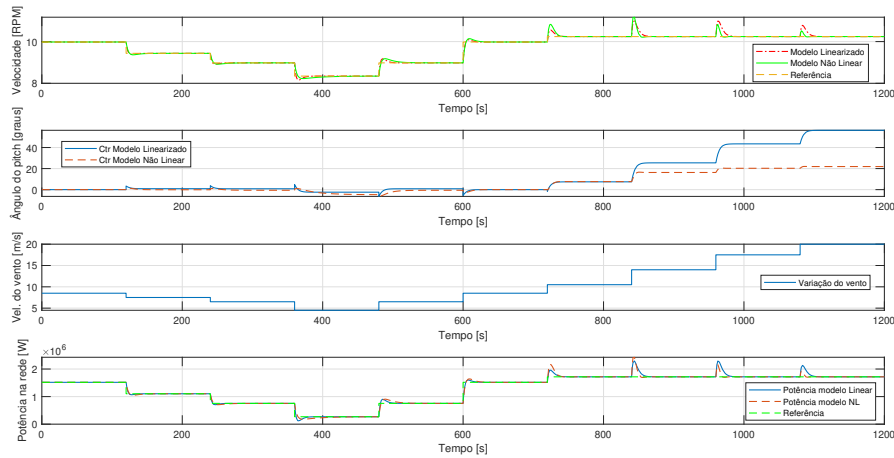


Fonte: Arquivo Pessoal

A Figura 23 mostra que o controlador foi capaz de rejeitar a perturbação em aproximadamente 30 segundos após a variação na velocidade do vento. Utilizando-se somente destes ensaios anteriores não é possível atestar o funcionamento do controlador em toda a faixa operativa da turbina.

Para realizar a verificação completa, realizou-se um ensaio em que a velocidade do vento variou. Neste ensaio foi aplicada a estratégia do gerador automático de referências, a fim de garantir a extração máxima de potência possível, os resultados deste ensaio estão indicados na Figura 24:

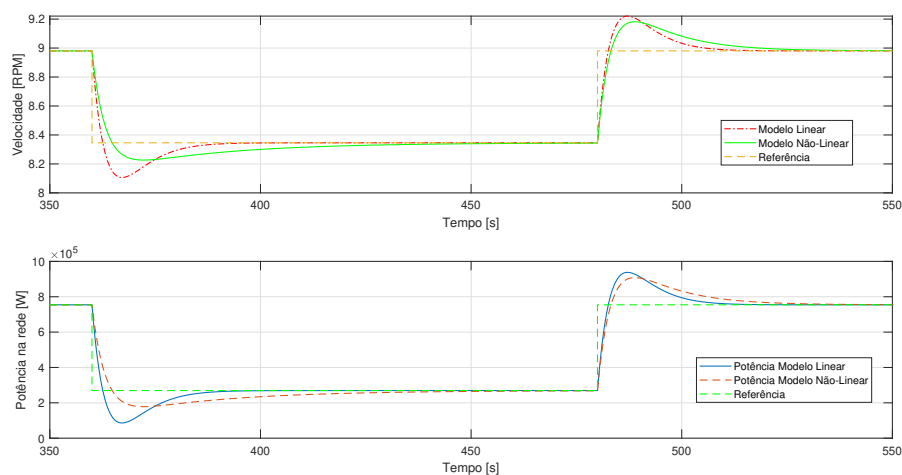
Figura 24 – Validação do controle PID em diversos pontos de operação.



Fonte: Arquivo Pessoal

A figura 24 indica que, para pontos distantes do local da linearização do modelo, a resposta do PID simples de mercado apresenta uma degradação no seu desempenho dinâmico, fato evidenciado quando a velocidade do vento é reduzida para 4,5 m/s, faixa em que o controlador aplicado ao modelo não linear ("real") apresenta um tempo de rejeição da perturbação significativamente maior do que os 30 segundos do ensaio anterior, e este tempo também ultrapassa o limite de tempo de acomodação estipulados, como visto na Figura 25:

Figura 25 – Enfoque na zona crítica indicada.



Fonte: Arquivo Pessoal

Também observa-se neste ensaio que o pior pico de velocidade angular ocorre quando a velocidade do vento atinge 14 m/s, o que compromete os requisitos de limita-

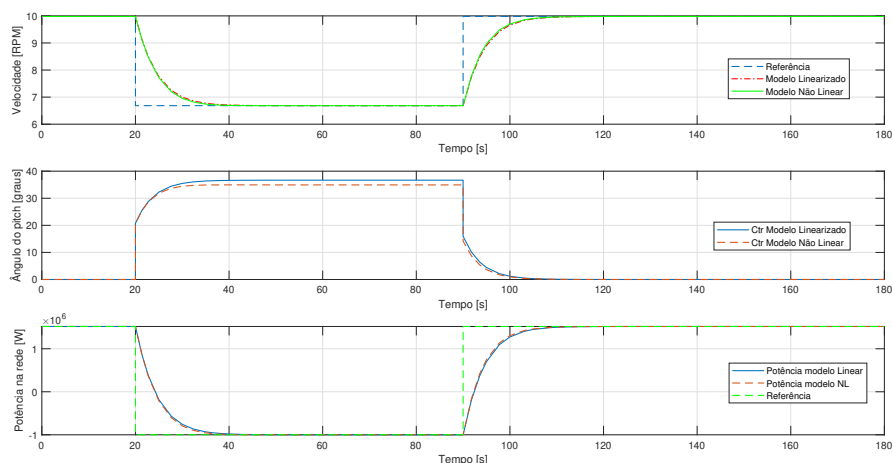
ção de potência, visto que é a região em que a turbina apresenta o maior sobressinal causado pela perturbação.

7.2 CONTROLE AJUSTADO VIA ALOCAÇÃO DE PÓLOS

Como primeira opção de melhoria ao controlador base de mercado, que tem os seus parâmetros ajustados empiricamente, foi realizada uma sintonia do controlador através do método de alocação de pólos, visando garantir uma performance dinâmica estabelecida.

O primeiro ensaio realizado para esta técnica foi o de aplicação de um degrau na referência de velocidade angular do rotor, como indicado na Figura 26:

Figura 26 – Resposta do sistema para um degrau extremo na referência.

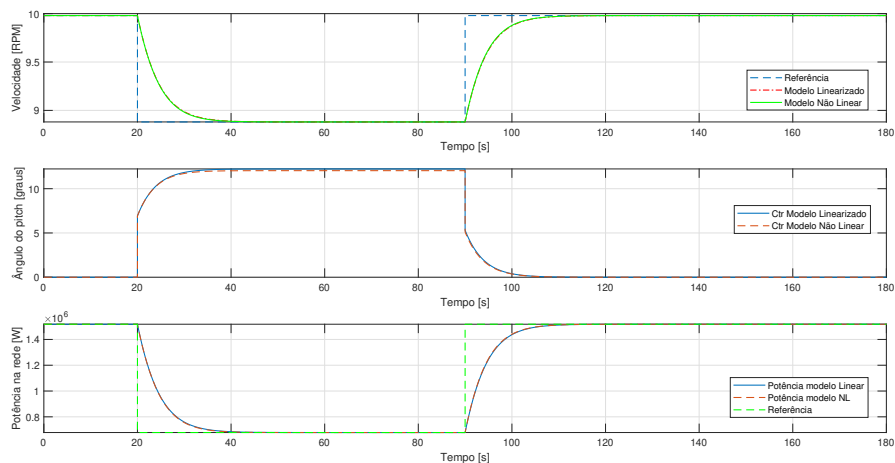


Fonte: Arquivo Pessoal

Assim como no caso do controlador base, foi repetido o ensaio de um degrau extremo a fim de dar enfoque às diferenças entre os modelos linear e não-linear, que apresentaram um comportamento muito parecido nas zonas próximas ao ponto de operação definido.

Dessa forma, foi realizado um degrau factível, indicado na Figura 27:

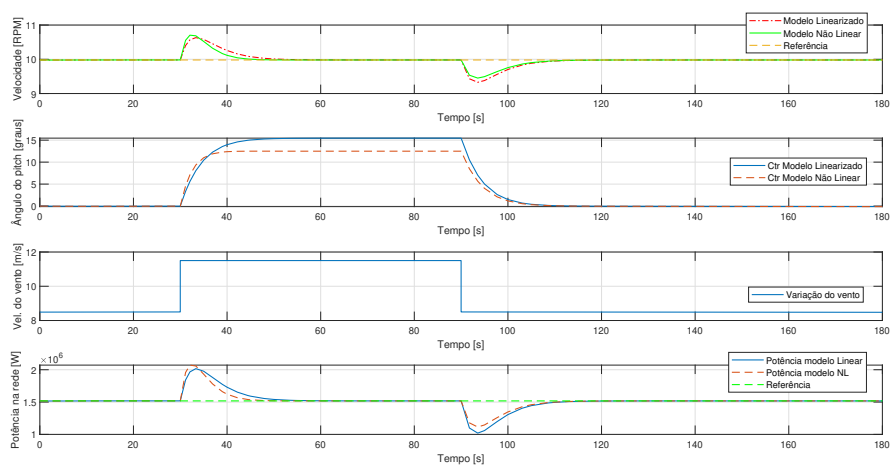
Figura 27 – Resposta do sistema ao degrau factível na referência.



Fonte: Arquivo Pessoal

Outro ensaio realizado foi o de uma variação na perturbação, do tipo degrau, visto na Figura 28:

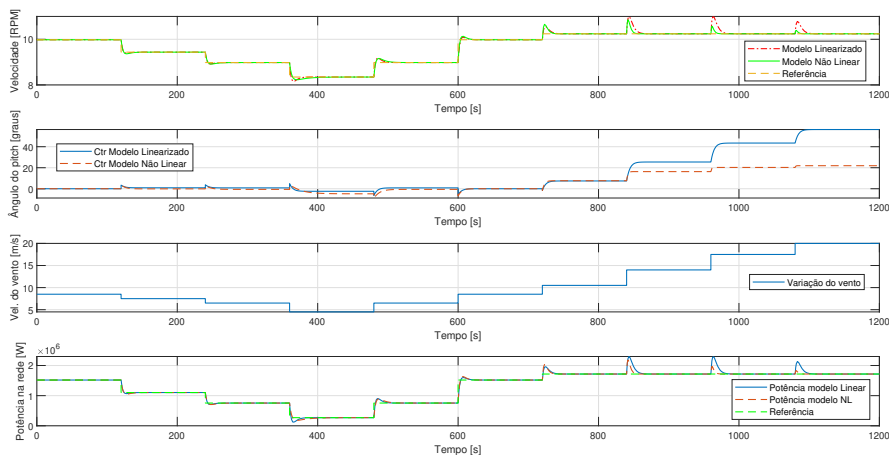
Figura 28 – Resposta do sistema para degrau na perturbação.



Fonte: Arquivo Pessoal

Além disso, também realizou-se o ensaio de validação em múltiplos pontos de operação, observado na Figura 29:

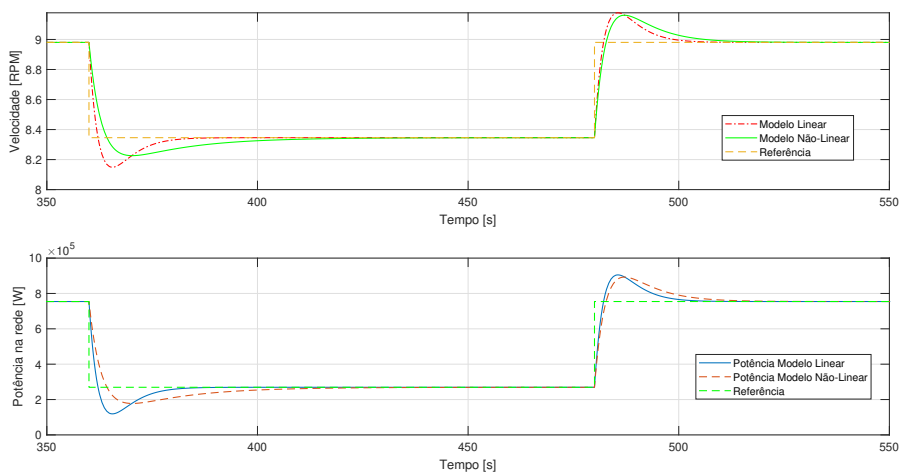
Figura 29 – Ensaio de validação em diversos pontos de operação.



Fonte: Arquivo Pessoal

Através desses ensaios foi possível observar que o sistema teve uma melhora na resposta dinâmica, evidenciada pelo tempo de acomodação que reduziu de 35 segundos para aproximadamente 15 segundos (para atingir 95% do valor final). Essa melhora foi observada tanto para o modelo não-linear quanto para o modelo linearizado, quando próximo ao ponto de operação, a Figura 30 mostra a degeneração da performance quando afastado deste local.

Figura 30 – Desempenho da alocação longe do ponto de operação.

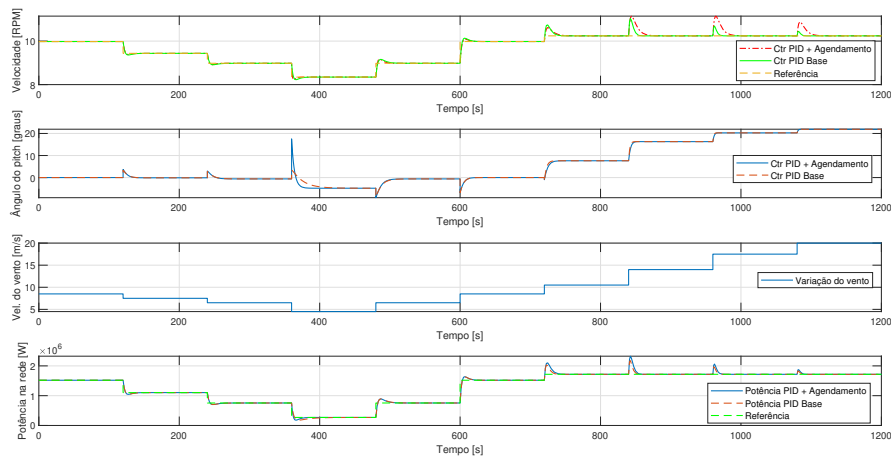


Fonte: Arquivo Pessoal

7.3 PID COM AGENDAMENTO DE GANHOS

Para a validação do controle PID com agendamento de ganhos, repetiu-se o ensaio em diversos pontos de operação (em relação a velocidade do vento U) e verificou-se o comportamento do controlador através dos ganhos comutados foi superior ao PID simples de mercado.

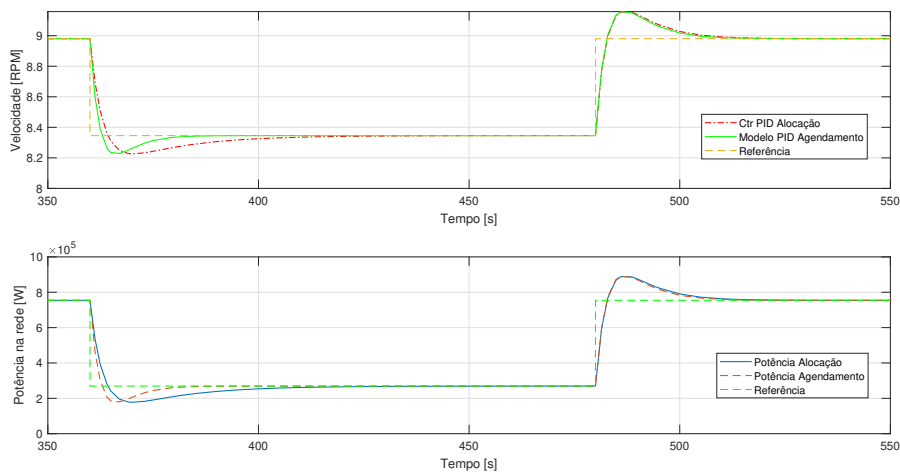
Figura 31 – Comparação entre controlador base e agendamento de ganhos.



Fonte: Arquivo Pessoal

A Figura 31 evidencia uma melhora no desempenho dinâmico do sistema em comparação ao modelo PID básico de mercado. Essa melhora é verificada principalmente na região crítica ($U(t) = 4,5$ m/s), onde controle anterior tinha uma rejeição à perturbação sistêmica lenta., como visto na Figura 32:

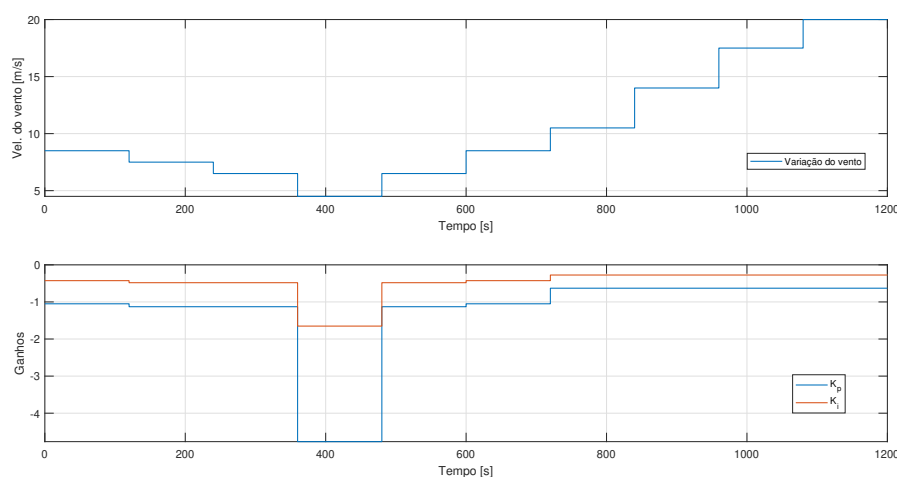
Figura 32 – Melhora da performance na zona crítica ao usar agendamento de ganhos.



Fonte: Arquivo Pessoal

A comutação dos ganhos em relação ao ponto de operação gerado pela variação na velocidade do vento considerada neste ensaio é exibida na Figura 33. É importante ressaltar também que neste caso, considerando-se este PI utilizado, essa comutação dos ganhos quando ocorre em regime permanente com erro nulo é do tipo suave, isto é, não altera a variável controlada.

Figura 33 – Variação dos ganhos em relação à velocidade $U(t)$.



Fonte: Arquivo Pessoal

7.4 CONTROLE COM ESTRATÉGIA *FEEDFORWARD*

Por fim, temos a técnica de controle *feedforward*, projetada para mitigar os efeitos da perturbação no sistema.

O primeiro ensaio realizado foi o de uma variação do tipo degrau na perturbação:

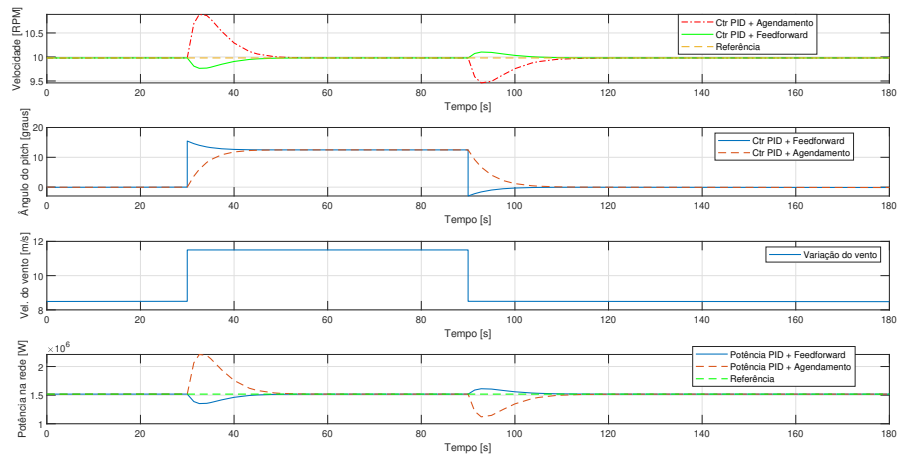
A Figura 34 mostra a comparação entre o último controlador definido (PID com agendamento de ganhos) e o controle *feedforward* para uma resposta à perturbação.

Nela, verifica-se que a estratégia *feedforward* traz melhorias para o desempenho do sistema em malha fechada, realizando uma compensação antecipativa do distúrbio.

Complementando esta validação, foi analisado o comportamento do sistema em diferentes pontos de operação, este ensaio está indicado na Figura 35:

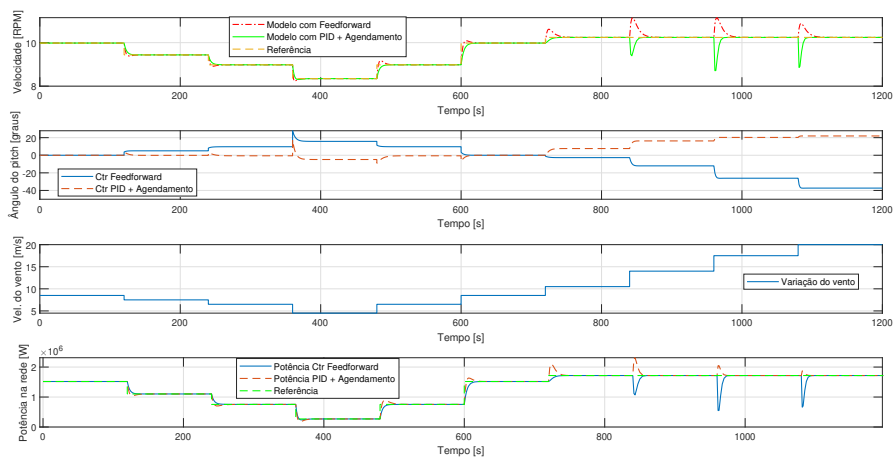
Como visto na Figura 35, a compensação dos efeitos da perturbação é notável, principalmente nas velocidades próximas ao ponto de linearização, contudo, quanto mais o sistema se distancia desse ponto, é possível verificar que a eficiência da técnica diminui. Este fenômeno é observado a partir de $U = 14$ m/s, onde o controle *feedforward* acaba por realizar uma super compensação da perturbação e acaba causando um novo distúrbio com amplitude contrária (**considerável**) à variação da velocidade do vento.

Figura 34 – Resposta do sistema aplicando-se a estratégia *feedforward*.



Fonte: Arquivo Pessoal

Figura 35 – Análise do *feedforward* em diferentes pontos de operação.



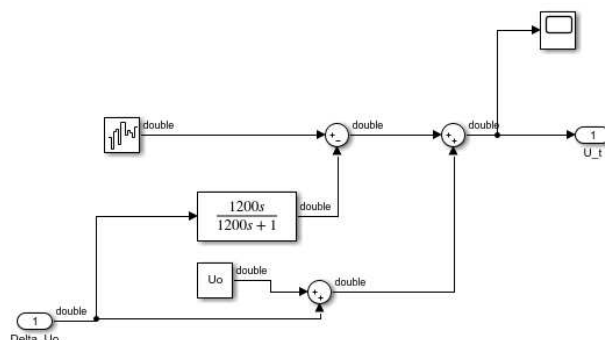
Fonte: Arquivo Pessoal

Sistema com rajadas de vento intermitentes

Até aqui, as variações analisadas para a velocidade do vento consideraram uma grandeza constante, com variações em tipo degrau, no entanto, sabe-se que a velocidade do vento costuma oscilar de maneira aleatória. Esse comportamento é evidenciado na literatura, como em Li *et al.* (2011), onde os autores definem um modelo para a variação da velocidade do vento através de ruído branco.

Adaptando-se o modelo da literatura indicada, temos a seguinte implementação para o modelo do vento, indicada na Figura 36.

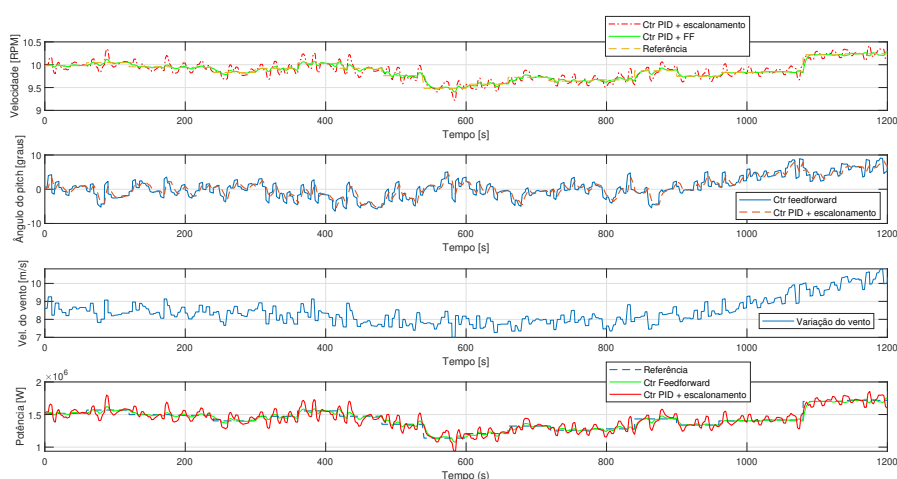
Figura 36 – Modelo do vento adaptado.



Fonte: Arquivo Pessoal, variação do modelo apresentado por Li *et al.* (2011).

Utilizando-se deste modelo de vento, realizou-se um ensaio de validação do controlador *feedforward* com esse estímulo oscilatório, e o resultado está indicado na Figura 37:

Figura 37 – Resposta do sistema para um vento oscilatório.

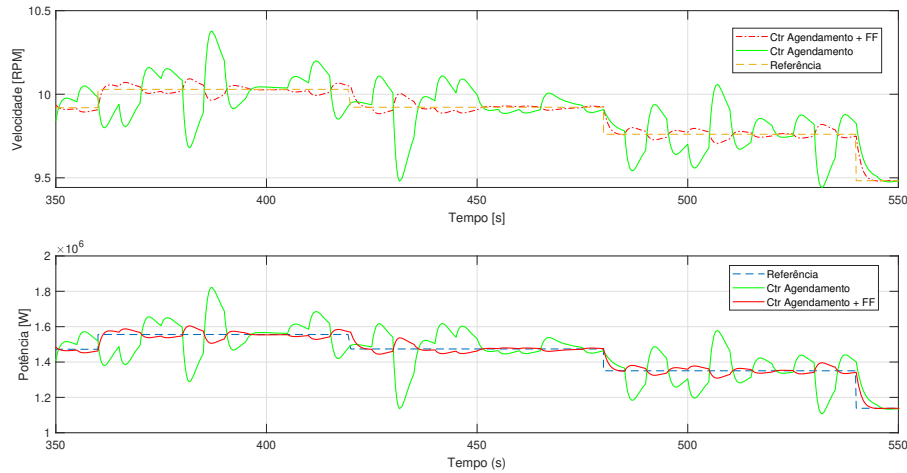


Fonte: Arquivo Pessoal

A Figura 37 mostra que, mesmo para variações ruidosas na velocidade do vento, o controle *feedforward* é capaz de melhorar a resposta do sistema, diminuindo a amplitude das oscilações e acelerando a rejeição à perturbação.

Com o intuito de melhorar a percepção do efeito do controlador *feedforward*, foi feito um recorte do ensaio anterior, priorizando-se uma janela próxima ao tempo 400 segundos:

Figura 38 – Recorte do ensaio com vento oscilatório.



Fonte: Arquivo Pessoal

De maneira a quantificar o desempenho deste controlador, foi realizada a integração do erro para cada sistema (com e sem *feedforward*) ao longo da duração do ensaio, que foi de 1200 segundos. O objetivo deste procedimento é verificar numericamente de qual estratégia obteve melhor desempenho, que é atingido pelo controlador que apresentar o menor valor da integral do módulo do erro.

As Equações 44 e 45 mostram a definição do cálculo deste valor para cada caso.

$$V_1 = \int_{t=0}^{t=1200} |e_1(t)| = 0,3241 \text{ rad}, \quad (44)$$

onde V_1 e e_1 representam, respectivamente, o valor numérico calculado pela integral e o erro de controle para o sistema sem o controle *feedforward*. Já para o sistema com esse controle avançado implementado, temos:

$$V_2 = \int_{t=0}^{t=1200} |e_2(t)| = 0,1216 \text{ rad}. \quad (45)$$

Com esses valores, podemos realizar a análise de desempenho, dada pela Equação 46,

$$\frac{V_1}{V_2} = 2,665. \quad (46)$$

Segundo este critério de avaliação, é possível inferir que ao aplicar a estratégia *feedforward*, temos um controle aproximadamente 2,6 vezes mais eficiente em relação

ao seguimento de referências para o cenário de uma perturbação ruidosa, como é o caso da velocidade do vento.

Análise do sistema com dinâmica no atuador

Visando tornar o modelo da turbina cada vez mais fidedigno, é necessário analisar o sistema no cenário em que a dinâmica do atuador do *pitch* não é desprezível. Tendo em vista que mesmo sendo consideravelmente mais rápida do que a dinâmica imposta pela inércia do rotor, a variação no ângulo das pás não é instantânea. Este cenário é tratado em diversas literaturas, como em Al-Obaidy e Abdulsada (2010) e também em Anca *et al.* (2004), que consideram uma dinâmica simplificada de 1ª ordem para o atuador do *pitch*.

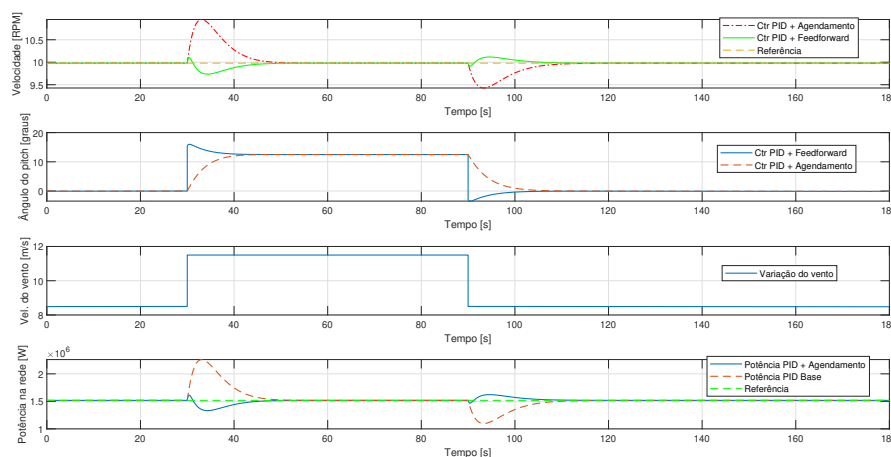
Seguindo este princípio, foi ajustada uma dinâmica do atuador, imposta pela Equação 47:

$$G_{pitch}(s) = \frac{1}{\tau_{pitch}s + 1}, \quad (47)$$

onde G_{pitch} representa essa função de transferência de primeira ordem considerada para o atuador e τ_{pitch} é a constante de tempo do atuador e, neste caso, a função foi definida com ganho estático unitário, de maneira a não alterar o valor calculado pelo algoritmo de controle, similarmente ao realizado por Anca *et al.* (2004).

Para validar o comportamento dos controladores elaborados até aqui, foram realizados alguns ensaios comparativos na hipótese de existir essa dinâmica no atuador:

Figura 39 – Resposta ao degrau de perturbação para um $\tau_{pitch} = 0,3s$.



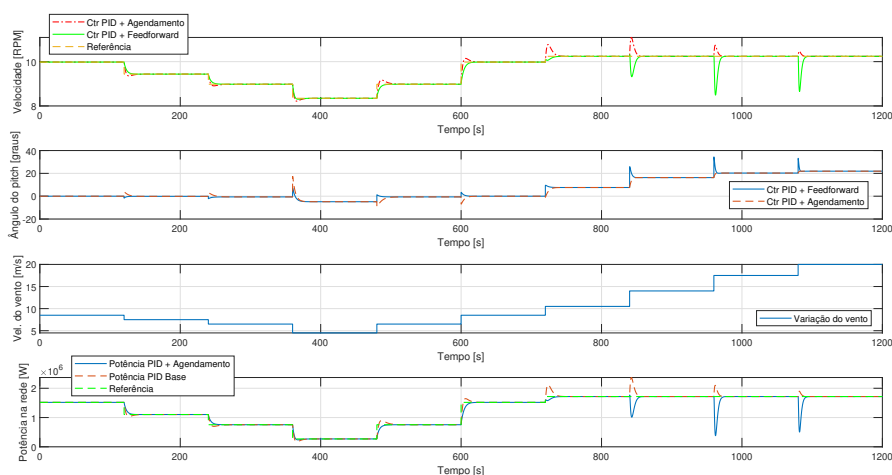
Fonte: Arquivo Pessoal

Ao compararmos as Figuras 39 e 34, percebe-se uma piora no desempenho do controlador com *feedforward*, já que apesar do *feedforward* aplicado ser um ganho es-

tático, ele não é capaz de agir no mesmo instante em que há a variação na velocidade do vento, devido à dinâmica do atuador.

Este cenário também ocorre no ensaio de validação em diversos pontos de operação, pois o desempenho do controle decai conforme a velocidade do vento leva o sistema para longe do ponto de operação definido, como visto na Figura 40:

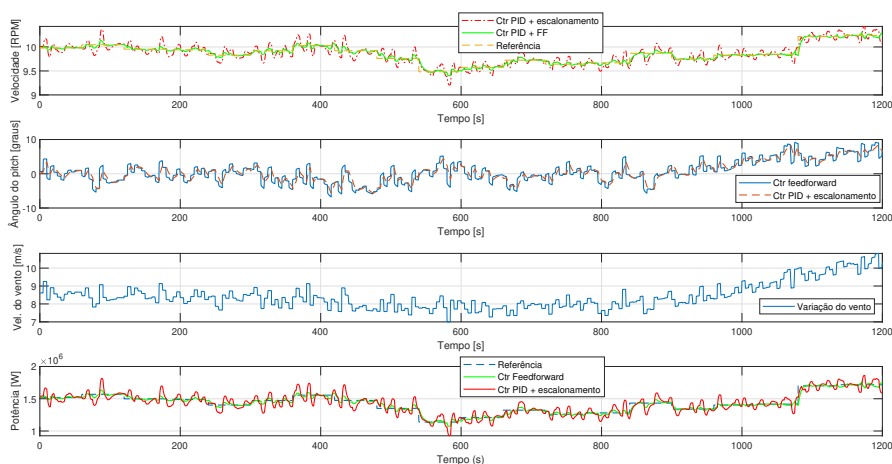
Figura 40 – Análise dos efeitos da dinâmica do atuador em diversos pontos de operação.



Fonte: Arquivo Pessoal

E também foi realizado um ensaio considerando-se uma perturbação ruidosa, indicada na Figura 41:

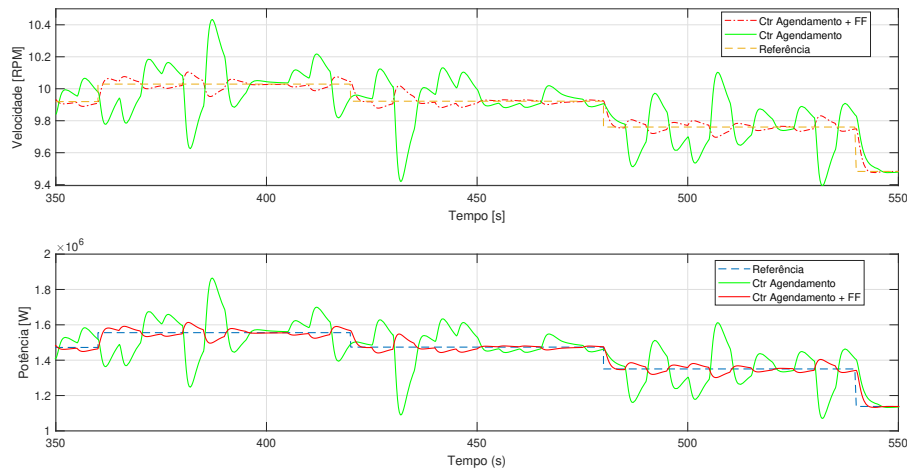
Figura 41 – Análise dos efeitos da dinâmica do atuador para uma perturbação com ruídos.



Fonte: Arquivo Pessoal

Visando aumentar a compreensão dos efeitos da dinâmica para o sistema com vento oscilatório, foi feito um recorte do ensaio realizado na Figura 41, este recorte é mostrado na Figura 42:

Figura 42 – Recorte do ensaio do sistema com dinâmica para rajadas de vento intermitentes.



Fonte: Arquivo Pessoal

A Figura 42 mostra que a dinâmica do atuador deixa as oscilações um pouco mais acentuadas, mesmo na presença do *feedforward*.

Realizando-se uma comparação entre os ensaios das Figuras 41 e 37, a piora no desempenho do controle com *feedforward* torna-se mais evidente, pois no caso sem dinâmica de atuador, a redução da amplitude das oscilações quando a técnica antecipativa de controle é aplicada teve maior sucesso.

De maneira a quantificar a redução no desempenho do controlador utilizado, realizou-se a integração numérica do erro de controle novamente, e os resultados, para o sistema sem *feedforward* e com, respectivamente as equações 48 e 49, foram:

$$V_1 = \int_{t=0}^{t=1200} |e_1(t)| = 0,3219 \text{ rad}, \quad (48)$$

e o cálculo para o sistema com *feedforward* implementado está indicada na Equação 49,

$$V_2 = \int_{t=0}^{t=1200} |e_2(t)| = 0,1301 \text{ rad}, \quad (49)$$

utilizando-se deste valores calculados, verifica-se razão de performance dos dois sistemas, dada pela Equação 50:

$$\frac{V_1}{V_2} = 2,474. \quad (50)$$

Comparando-se os valores numéricos das duas razões, observa que uma dinâmica causa efeitos perceptíveis na resposta do sistema, mesmo aplicando-se um controlador antecipativo.

Ajuste na estratégia *feedforward*

Para melhorar este cenário, uma possível melhoria é realizar a adequação da parcela *feedforward* do controle, esse ajuste é feito seguindo-se a Equação 2, mas deve-se alterar a função de transferência da planta, que deixa de ser apenas $G_\beta(s)$ e passa a ser $G_\beta(s) \cdot G_{pitch}(s)$.

Portanto, ao recalcular a parcela *feedforward* temos, como indicado na Equação 51,

$$G_{ff}(s) = \frac{-G_d(s)}{G_p(s)} = \frac{-G_U(s)}{G_{pitch}(s) \cdot G_\beta(s)}, \quad (51)$$

substituindo-se então os valores correspondentes dessas funções de transferência, obtemos:

$$G_{ff}(s) = \frac{\frac{-K_2}{s-K_3}}{\frac{K_1 \cdot 1}{(s-K_3) \cdot (\tau_{pitch}s+1)}} = \frac{-K_2 \cdot (s-K_3) \cdot (\tau_{pitch}s+1)}{K_1 \cdot 1} = \frac{-K_2 \cdot (\tau_{pitch}s+1)}{K_1}. \quad (52)$$

Analisando-se o resultado obtido na Equação 52 percebe-se que o controle *feedforward* é não realizável, já que ele apresenta um zero e nenhum pólo em sua composição, e para uma função de transferência ser realizável, deve possuir um número de zeros menor ou igual ao número de pólos. Portanto, não será possível realizar essa melhoria no controle antecipativo utilizado.

Em suma, esses ensaios mostraram que para a rejeição de perturbações é interessante a aplicação da estratégia *feedforward*, até mesmo para perturbações de natureza oscilatória, como é a velocidade do vento.

Além disso, também foi possível atestar que para a atuação em diferentes pontos de operação, um agendamento de ganhos, calculado através de um método de alocação de pólos (ou método similar) a resposta do sistema torna-se melhor em comparação ao sistema com ganhos fixos.

8 CONCLUSÃO

O controle de turbinas eólicas apresenta diversas complexidades, principalmente pelo fato de estar lidando com uma grandeza de natureza incerta, como a velocidade do vento.

Neste trabalho, foram realizados estudos desde a modelagem desse sistema até a elaboração de diferentes controladores visando atingir uma performance melhor do que os controladores atuais de mercado, mantendo o sistema dentro de limites estabelecidos por regulamentos e por definições do usuário.

Assim como a tecnologia de fabricação das turbinas tende a aumentar conforme a demanda por energias limpas cresce, é necessário que as leis de controle estejam de acordo com essa evolução tecnológica, portanto, é primordial que sejam feitos estudos e análises buscando o aperfeiçoamento do estado atual de mercado.

8.1 RESULTADOS OBTIDOS

Ao longo deste projeto, diversas etapas foram concluídas, a primeira delas foi a elaboração de um modelo linear que correspondesse ao modelo generalista concebido para uma turbina eólica, modelo do originaram-se as principais técnicas de controle deste Projeto de Fim de Curso. Através de simulações verificou-se que o comportamento do modelo linearizado era similar ao modelo "real", permitindo-se considerar esta primeira tarefa como um sucesso.

Além disso, também foram concebidas algumas estratégias de controle, onde a primeira foi um PID base, ajustado de forma empírica, como representante do que ainda está em aplicação no mercado de forma geral. Partindo-se deste modelo foi aplicada uma melhoria na definição dos ganhos de controle, realizada através da alocação de pólos (em malha fechada). Também foram aplicadas outras duas técnicas (agendamento de ganhos e controle antecipativo *feedforward*) que visavam trazer melhora no desempenho dinâmico, a fim de garantir o cumprimento dos requisitos impostos no Capítulo 4.

A primeira técnica comparada ao controle PID (já ajustado via alocação de pólos) foi a de agendamento de ganhos, que mostrou melhor desempenho para velocidades do vento abaixo da faixa ideal de operação da turbina. Com este agendamento, foi possível acelerar a rejeição a perturbações em regiões que a resposta estava fora dos limites de tempo estabelecidos, principalmente em pontos distantes ao local de linearização definido.

De forma um pouco mais sofisticada, foi feita a análise de um controle avançado para a rejeição de perturbações, o controle *feedforward*, que tem como objetivo antecipar os efeitos do distúrbio atuando de forma direta no sinal de controle, diminuindo os impactos causados pelo distúrbio. Entretanto, é importante citar que esta técnica

só pode ser aplicada nos casos em que a perturbação pode ser medida, de maneira a se elaborar um modelo da mesma e assim realizar os cálculos dos parâmetros de compensação (ganho do controle *feedforward*).

Neste cenário, a utilização correta desta técnica apresentou ganhos na performance do controlador, principalmente nas zonas ótimas de atuação, que foram as áreas próximas ao ponto de operação.

8.2 PROPOSIÇÕES FUTURAS

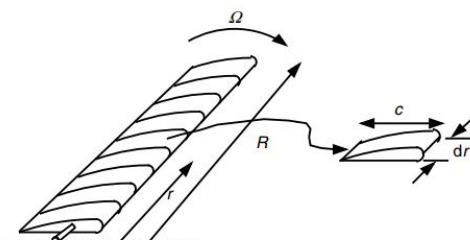
Consolidando-se a base de conhecimentos sobre as turbinas eólicas realizada neste estudo, abrem-se caminhos para um maior refinamento do modelo e otimizações para as leis de controle.

Teoria do Momento de Elemento de Pá

Em relação ao modelo, uma melhoria a ser implementada é trazer os algoritmos do coeficiente de potência C_p para uma fórmula mais específica de acordo o tipo das pás. Essa alteração pode ser feita através da Teoria do Momento do Elemento de Pá (B.E.M.T em língua inglesa). Manwell J.F; MCGowan e Rogers (c2009.) explicam detalhadamente a teoria e realizam a demonstração das fórmulas, além dos passos para solucioná-las numericamente. Entretanto, são cálculos um pouco complexos e que dependem da geometria de cada tipo de pá (tendo em vista que essas informações são tratadas propriedade intelectual dos fabricantes, por serem uma possível fonte de vantagens competitivas).

De forma geral, essa teoria foca na ideia de que cada parte infinitesimal de uma pá carrega um coeficiente de potência diferente de acordo com a velocidade angular induzida e as forças de torque e sustentação presentes nas pás, como indicado nas Figuras 43 e 44:

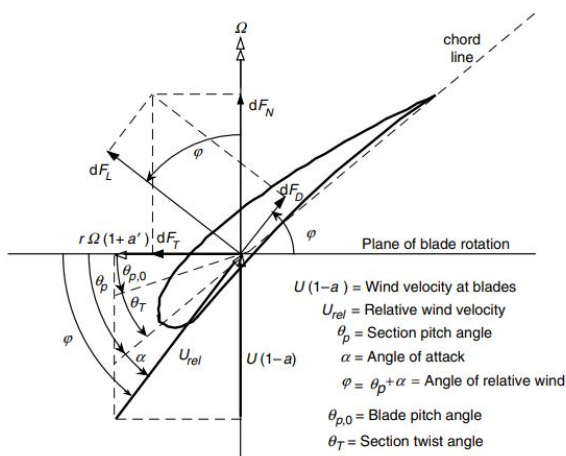
Figura 43 – Variação do coeficiente de potência em partes infinitesimais.



Fonte: Manwell J.F; MCGowan e Rogers (c2009.)

O resultado esperado dessa teoria é a extração de uma expressão singular para C_p , de forma a refinar o comportamento dinâmico do modelo conforme a característica construtiva das pás.

Figura 44 – Forças atuantes na geometria de uma pá.



Fonte: Manwell J.F; Mcgowan e Rogers (c2009.)

Análise de efeitos de atrasos

Outro ponto a ser estudado e analisado em futuros retornos a este tema é a análise de efeitos de atrasos existentes no sistema e quais as possíveis soluções.

É importante verificar este tema já que parques eólicos são, em sua maioria, complexos que ocupam significativa extensão territorial e são compostos por N equipamentos, como ilustrado na Figura 45. Dessa forma o controle acaba por ser realizado através de protocolos de comunicação que viabilizam o comando de múltiplos dispositivos paralelamente.

Desta arquitetura, podem surgir atrasos no recebimento dos comandos de controle, que podem trazer prejuízos à performance dinâmica.

Figura 45 – Exemplo de parque eólico.



Fonte: Agrimídia (2022)

Otimização das estruturas de controle

Um outro ponto de refinamento deste trabalho parte do princípio de que, com modelos cada vez mais complexos, as estruturas básicas de controle vão perdendo eficiência, principalmente pelo fato de que modelos complexos tendem a possuir mais variáveis de estado, o que dificulta a sintonia e confecção de modelos clássicos de controle.

Para solucionar esses problemas, a utilização de técnicas de controle mais avançadas e robustas ganham força, e um exemplo forte deste processo é a técnica de *Model Predictive Control* (MPC), que permite lidar com esses modelos multivariáveis de maneira sistêmica, e é menos suscetível a possíveis falhas causadas por falta de informações no momento da elaboração dos controles.

Segundo Lio, Rossiter e Jones (2014), um ponto muito positivo do MPC é o fato de que ele pode ser combinado com outras técnicas de controle como *feedforward* e atuação individual nos *pitchs* para reduzir os impactos das cargas na estrutura da turbina e proporcionar uma melhoria na maximização da potência extraída do vento.

Ainda dentro desta linha de pensamento, Mohamed *et al.* (2020) trazem um ótimo exemplo implementação deste método MPC, combinando-o com outras técnicas para realizar o controle de frequência de uma turbina eólica.

Testes em equipamentos reais

Além desses pontos citados anteriormente, outra questão a ser tratada num futuro próximo é a realização de testes com turbinas eólicas reais, numa espécie de testes de aceitação de campo, onde ao aplicar esses conceitos estudados em uma turbina real, pode-se validar a eficiência real dos controladores e compreender possíveis efeitos colaterais que os modelos não permitiram identificar. Esses ensaios também podem servir como fonte de validação definitiva do modelo elaborado, caso os resultados aplicados num equipamento real mantenham-se dentro do esperado.

REFERÊNCIAS

AGRIMÍDIA. **Novo parque eólico é inaugurado em RN com investimentos de R2,2bi.** [S.l.: s.n.], mar. 2022. Disponível em:

<https://www.agrimidia.com.br/biomassa-e-bioenergia/novo-parque-eolico-e-inaugurado-em-rn-com-investimentos-de-r-22-bi/>.

ALMEIDA, Luís Borges de. **Resposta no tempo de sistemas de primeira e de segunda ordem só com pólos.** [S.l.: s.n.], mai. 2011.

ANCA, Daniela; IOV, Florin; SORENSEN, Poul; CUTULULIS, Nicolaos; JAUCH, Clemens; BLAABJERG, F. Dynamic wind turbine model in power system simulation tool DlgSILENT. **Roskilde**, jan. 2004.

APATA, O.; OYEDOKUN, D.T.O. An overview of control techniques for wind turbine systems. **Scientific African**, v. 10, e00566, 2020. ISSN 2468-2276. DOI:

<https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2020.e00566>. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468227620303045>.

APMONITOR. **Feedforward Control.** [S.l.: s.n.], nov. 2020. Disponível em:

<https://apmonitor.com/pdc/index.php/Main/FeedforwardControl>.

ASSEF, Júlia. **Turbinas eólicas: o que são e como funcionam.** [S.l.: s.n.], out. 2023.

Disponível em: <https://www.ecycle.com.br/turbinas-eolicas/>.

BOSSANYI, E. A. Wind Turbine Control for Load Reduction. **Wind Energy**, v. 6, n. 3, p. 229–244, 2003. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.95>. eprint:

<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/we.95>. Disponível em:

<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.95>.

COUTINHO, Daniel. Técnicas Avançadas de Controle, Slides de Aula. [S.l.], 2021.

EXAME. **Brasil terá demanda crescente de energia até 2026, diz relatório da IEA.**

[S.l.: s.n.], fev. 2024. Disponível em: <https://exame.com/esferabrasil/brasil-tera-demanda-crescente-de-energia-ate-2026-diz-relatorio-da-iea/>.

GLOBO, G1. **Oferta de energia cresce mais que consumo, e Brasil 'joga fora' excesso; entenda.** [S.l.: s.n.], mar. 2024. Disponível em:

<https://g1.globo.com/economia/noticia/2024/03/04/oferta-de-energia-cresce-mais-que-consumo-e-brasil-joga-fora-excesso-entenda.ghtml>.

LI, Xiangjun; HUI, Dong; LAI, Xiaokang; YAN, Tao. Power Quality Control in Wind/Fuel Cell/Battery/Hydrogen Electrolyzer Hybrid Micro-grid Power System. *In: [S.l.: s.n.]*, abr. 2011. ISBN 978-953-307-236-4. DOI: 10.5772/14559.

LIO, Wai Hou; ROSSITER, J.A.; JONES, Bryn L. A review on applications of model predictive control to wind turbines. *In: 2014 UKACC International Conference on Control (CONTROL)*. [S.l.: s.n.], 2014. P. 673–678. DOI: 10.1109/CONTROL.2014.6915220.

MADEIRA, Daniel. **Controlador proporcional em sistemas de segunda ordem**. [S.l.: s.n.], jul. 2016. Disponível em: <https://embarcados.com.br/controlador-proporcional-em-sistemas-de-segunda-ordem/>.

MANWELL J.F; MCGOWAN, J.G; ROGERS, A.L. **Wind energy explained** : 2nd ed. United Kingdom, John Wiley e Sons Ltd., c2009.

MIFSUD *et al.* Dynamic modelling of a large-scale horizontal-axis wind turbine coupled to a hydraulic pump. **Wind Engineering**, v. 40, jan. 2016. DOI: 10.1177/0309524X15624328.

MOHAMED, Mohamed; DIAB, Ahmed; REZK, Hegazy; JIN, Tao. A novel adaptive model predictive controller for load frequency control of power systems integrated with DFIG wind turbines. **Neural Computing and Applications**, p. 1–11, jun. 2020. DOI: 10.1007/s00521-019-04205-w.

NEOENERGIA. **Você sabe como funciona um aerogerador?** [S.l.: s.n.], jul. 2021. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/w/voce-sabe-como-funciona-um-aerogerador->.

NORMEY-RICO, Julio Elias. Controle Avançado de Processos, Slides de Aula. [S.l.], 2021.

AL-OBAIDY, Furat; ABDULSADA, Mohammed. Simulation of wind turbine speed control by MATLAB. **International Journal of Computer and Electrical Engineering**, v. 2, p. 912–915, jan. 2010. DOI: 10.7763/IJCEE.2010.V2.251.

OLIVEIRA, Marcelo De Lellis Costa de. Experimento 04 - Aerogeradores. [S.l.], 2021.

ONS. **O que é ONS**. [S.l.: s.n.]. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>.

PRICE, W.W.; SANCHEZ-GASCA, J.J. Simplified wind turbine generator aerodynamic models for transient stability studies. *In*: 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. [S.l.: s.n.], 2006. P. 986–992. DOI: 10.1109/PSCE.2006.296446.

REIVAX. **PPCx Híbrido**. [S.l.: s.n.], abr. 2024a. Disponível em:

<https://www.reivax.com/pt/solucoes/power-plant-controller-hybrid/>.

REIVAX. **REIVAX presente na primeira usina híbrida do Brasil**. [S.l.: s.n.], jan.

2024b. Disponível em: <https://www.reivax.com/pt/noticias/reivax-presente-na-primeira-usina-hibrida-do-brasil/>.

REIVAX. **RTVAX POWER**. [S.l.: s.n.], mar. 2024c. Disponível em: <https://www.reivax.com/pt/solucoes/combined-control-and-automation-system/>.