

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS– UFSCAR
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DE TECNOLOGIA– CCET
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA– DEE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA– PPGEE

André Mirandez Kernbichler

**Predição da Estabilidade a Pequenas
Perturbações em Sistemas de Energia
Elétrica: Uma Abordagem
Considerando as Incertezas da Geração
Eólica**

André Mirandez Kernbichler

**Predição da Estabilidade a Pequenas
Perturbações em Sistemas de Energia
Elétrica: Uma Abordagem
Considerando as Incertezas da Geração
Eólica**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e de Tecnologia da Universidade Federal de São Carlos, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Smart Grids

Orientador: Tatiane Cristina da Costa Fernandes

Coorientador: Ricardo Augusto Souza Fernandes

São Carlos

2025



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS

Centro de Ciências Exatas e de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Folha de Aprovação

Defesa de Dissertação de Mestrado do candidato André Mirandez Kernbichler, realizada em 22/09/2025.

Comissão Julgadora:

Profa. Dra. Tatiane Cristina da Costa Fernandes (UFSCar)

Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos (EESC/USP)

Profa. Dra. Ahda Pionkoski Grilo Pavani (UFABC)

O Relatório de Defesa assinado pelos membros da Comissão Julgadora encontra-se arquivado junto ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Agradecimentos

Agradeço à minha orientadora, Tatiane Fernandes, e ao meu coorientador, Ricardo Fernandes, por todo o apoio, confiança e pelas contribuições essenciais ao meu crescimento acadêmico ao longo do mestrado. À Tatiane, em especial, agradeço pela orientação desde minha primeira iniciação científica, ainda na graduação, quando iniciamos os estudos em sistemas de potência incluindo fontes de energia eólica. Sua orientação constante foi fundamental para o meu desenvolvimento profissional e acadêmico.

Agradeço à minha noiva, Ana, a qual me acompanha há uma parcela significativa da minha vida e me apoiou durante todo o mestrado. Obrigado por acreditar comigo nesse sonho, pelo amor, pela paciência, pela força e pelo companheirismo em todos os momentos e por celebrar comigo cada conquista. Sua presença foi e seguirá sendo fundamental em toda esta trajetória.

À minha família, meu eterno agradecimento, aos meus pais, Silvano e Euler Kernbichler, por todo o amor, confiança e esforços dedicados a mim, devo a vocês cada conquista da minha vida. Ao meu irmão, Caio, por estar sempre ao meu lado. E também à minha avó, Alice, e ao meu tio, Tiago, por servirem como grandes exemplos e inspiração, especialmente por também terem trilhado o caminho acadêmico com mestrado na UFSCar.

Agradeço também aos meus colegas de trabalho da Siemens Gamesa, pelos ensinamentos e pela disposição em compartilhar conhecimento, o que contribuiu imensamente para meu aprendizado. Em especial, expresso minha gratidão ao meu chefe, Rene Hernandez, pelo apoio e compreensão durante essa jornada. Conciliar as atividades do mestrado com as responsabilidades profissionais não foi uma tarefa simples, mas tornou-se possível graças à sua confiança e incentivo.

Por fim, mas não menos importante, aos amigos, pelo apoio e compreensão nas ausências em diversos compromissos ao longo dos últimos anos.

Resumo

Na atual conjuntura, em que a busca por fontes de energia sustentável com baixo impacto ambiental é crescente, a geração eólica assume papel de destaque. Entretanto, a elevada participação dessa fonte impõe novos desafios à operação dos Sistemas Elétricos de Potência, especialmente no que se refere à estabilidade a pequenas perturbações e ao comportamento dos modos eletromecânicos interárea. Esses desafios tornam-se ainda mais críticos diante da necessidade de avaliação em tempo real desses modos, a qual pode ser apoiada em medições de Unidades de Medição Fasorial e em técnicas de análise capazes de lidar com a variabilidade e a incerteza inerentes à geração renovável. Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia para a predição da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas com alta penetração de geração eólica, utilizando técnicas de aprendizado de máquina com foco em árvores de decisão. Essa escolha permite realizar a predição da estabilidade ainda no instante pré-falta, com baixo custo computacional e rápido processamento, favorecendo sua aplicação em tempo real. Para tal, modificou-se o sistema IEEE 68 barras, inserindo aproximadamente 40% de geração eólica e considerando variações de carga, de velocidade do vento e contingências segundo o critério $N - 1$, de modo a compor o banco de dados de estudo. As características modais foram extraídas por meio do método de Prony. Em seguida, avaliaram-se duas abordagens para classificação do modo crítico: uma centralizada, que concentra os dados de diversas PMUs em um único modelo preditivo, e outra descentralizada, baseada em modelos locais. Em ambas, foram analisadas classificações de forma binária (estável ou instável) e três classes (seguro, inseguro ou instável), de forma a investigar não apenas a predição binária de estabilidade, mas também a capacidade de fornecer informações mais detalhadas ao operador do sistema. A abordagem centralizada apresentou o melhor desempenho, com destaque para a classificação em três classes, alcançando acurácia superior a 96% e sem erros nos limites críticos de classificação, ou seja, sem classificar casos instáveis como estáveis e vice-versa. Já a abordagem descentralizada, embora tenha obtido menor acurácia na classificação em três classes, apresentou resultados satisfatórios na

classificação binária, com acurácia superior a 99%, mostrando-se adequada para contextos com restrições de comunicação ou falhas parciais no sistema. Os resultados confirmam a eficácia da metodologia proposta, para a predição da estabilidade em sistemas com elevada participação de geração eólica, oferecendo suporte à operação segura e à tomada de decisão em diferentes condições operativas.

Palavras-chave: Estabilidade a Pequenas Perturbações. Geração Eólica. Gerador Síncrono. Oscilações Eletromecânicas. Árvores de Decisão.

Abstract

In the current context, where the demand for sustainable energy sources with low environmental impact is increasing, wind power generation plays a prominent role. However, the high penetration of this energy source imposes new challenges to the operation of Power Systems, particularly involving small-signal stability and the behavior of interarea electromechanical oscillation modes. These challenges become even more critical due to the need for real-time assessment of these modes, which can be supported by Phasor Measurement Units and analytical techniques capable of handling the variability and uncertainty inherent in renewable generation. In this context, this work aims to develop a methodology for small-signal stability prediction in systems with high wind power penetration, using machine learning techniques with a focus on decision trees. This approach enables stability prediction at the pre-fault instant, with low computational cost and fast processing, favoring real-time application. To achieve this, the IEEE 68-bus system was modified by incorporating approximately 40% of wind power generation and considering variations in load, wind speed, and contingencies according to the $N - 1$ criterion, thereby composing the study database. Modal characteristics were then extracted using the Prony method. Next, two approaches for critical mode classification were evaluated: a centralized approach, which aggregates data from multiple PMUs into a single predictive model, and a decentralized approach, based on local models. In both approaches, classifications were analyzed in both binary (stable or unstable) and three classes form (secure, insecure, or unstable), in order to investigate not only binary stability prediction but also the capability of providing more detailed information to the system operator. The centralized approach achieved the best performance, particularly in the three-class classification, reaching an accuracy above 96% and without errors at critical classification boundaries, meaning without misclassifying unstable cases as stable and vice versa. The decentralized approach, although showing lower accuracy in the three-class classification, presented satisfying results in binary classification, with accuracy above 99%, proving suitable for contexts with communication constraints or partial system failures. The results

confirm the effectiveness of the proposed methodology for small signal stability prediction in systems with high wind power generation penetration, providing support for safe operation and informed decision-making under different operating conditions.

Keywords: Small Signal Stability. Wind Power Generation. Synchronous Generator. Electromechanical Oscillations. Decision Trees.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Matriz Energética Mundial em 2022.	22
Figura 2 – Novas instalações eólicas previstas 2025-2030	22
Figura 3 – Classificação da Estabilidade de um SEE, com ênfase na categoria de estudo da estabilidade do angulo do rotor a pequenas perturbações. . .	24
Figura 4 – Tipos de controle aerodinâmico em turbinas eólicas.	35
Figura 5 – Topologia do aerogerador clássico: Gerador de Indução do tipo Gaiola de Esquilo.	35
Figura 6 – Topologia do aerogerador tipo <i>full-converter</i> com PMSG.	37
Figura 7 – Topologia do aerogerador tipo DFIG.	38
Figura 8 – Diagrama de blocos simplificado do controle de uma turbina do tipo DFIG.	39
Figura 9 – Expansão do vórtice causada pela turbina.	40
Figura 10 – Triângulo de velocidade.	41
Figura 11 – Forças aplicadas na pá.	43
Figura 12 – Coeficiente de Desempenho em Função de λ	44
Figura 13 – Curva de potência e regiões de operação.	44
Figura 14 – Modelo mecânico de duas massas.	46
Figura 15 – Enrolamentos trifásicos ideais (estator e rotor) de um DFIM.	47
Figura 16 – Enrolamentos trifásicos ideais (estator e rotor) de um DFIM.	48
Figura 17 – Coordenadas de referência $\alpha\beta$	49
Figura 18 – Coordenadas de referência dq	50
Figura 19 – Coordenadas de referência DQ	50
Figura 20 – Coordenadas de referência $\alpha\beta$	53
Figura 21 – Coordenadas de referência dq	54
Figura 22 – Esquema simplificado do controle do aerogerador disponível no <i>software</i> ANATEM.	57
Figura 23 – Modelo dinâmico do DFIM representado no <i>software</i> ANATEM.	58

Figura 24 – Fluxo de potência no aerogerador descrito no <i>software</i> ANATEM.	58
Figura 25 – Referências utilizadas para o conversor 1.	59
Figura 26 – Controle da componente V_d do conversor 1.	59
Figura 27 – Controle da componente V_q do conversor 1.	59
Figura 28 – Referências utilizadas para o conversor 2.	60
Figura 29 – Controle da componente I_q do conversor 2.	60
Figura 30 – Controle da componente I_d do conversor 2.	61
Figura 31 – Obtenção do ponto de operação da turbina a partir das curvas definidas.	62
Figura 32 – Curva C_p vs λ vs β	62
Figura 33 – Fator de amortecimento mínimo representado graficamente.	70
Figura 34 – Velocidade angular do rotor quando o polo associado apresente baixo fator de amortecimento.	70
Figura 35 – Obtenção dos polos do sistema por meio do método clássico e pela estimação via método de Prony.	73
Figura 36 – Descrição das principais etapas para aplicação da abordagem proposta.	90
Figura 37 – Curva de variação diária de carga	92
Figura 38 – Impacto do fator de forma na distribuição de Weibull.	94
Figura 39 – Impacto do fator de escala na distribuição de Weibull.	94
Figura 40 – Exemplo ilustrativo de uma Árvore de Decisão.	96
Figura 41 – Abordagens consideradas para análise da estabilidade a pequenas per- tubações.	98
Figura 42 – Sistema inicial puramente síncrono: 68 barras	102
Figura 43 – Participação das barras no modo 1.	103
Figura 44 – Participação das barras no modo 2.	104
Figura 45 – Participação das barras no modo 3.	104
Figura 46 – Resultados do método de Prony para o sistema inicial puramente sín- crons.	106
Figura 47 – Sistema com geração eólica: 68 barras	107
Figura 48 – Resultados do método de Prony para o sistema base com geração eólica.	108
Figura 49 – Variação de carga aplicada para construção do banco de dados.	109
Figura 50 – Aplicação da distribuição de Weibull na curva de potência de um ge- rador eólico.	110
Figura 51 – Contingências $N - 1$ aplicadas para construção do banco de dados.	111
Figura 52 – Fator de amortecimento e frequência de cada modo monitorado.	112
Figura 53 – Correlação de Pearson.	114
Figura 54 – Matrizes de confusão das DTs centralizadas com todas as entradas e com entradas baseadas na correlação de Pearson.	115
Figura 55 – Importância das variáveis extraídas do modelo centralizado.	116

Figura 56 – Matriz de confusão do modelo centralizado com entradas das barras 14 e 16.	116
Figura 57 – Matriz de confusão do modelo centralizado com entradas das barras 14 e 16 para duas classes.	117
Figura 58 – Ramo destacado para exemplificação.	118
Figura 59 – Matrizes de confusão das DTs descentralizadas.	119
Figura 60 – Matrizes de confusão das DTs descentralizadas para duas classes. . . .	121

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tabela comparativa dos trabalhos envolvendo grandes perturbações descritos.	87
Tabela 2 – Tabela comparativa dos trabalhos envolvendo pequenas perturbações descritos.	87
Tabela 3 – Matriz de confusão para três classes.	99
Tabela 4 – Matriz de confusão para duas classes.	99
Tabela 5 – Informações de cada área do sistema.	103
Tabela 6 – Modos eletromecânicos do sistema puramente síncrono obtidos pelo <i>software</i> PacDyn.	103
Tabela 7 – Modos eletromecânicos do sistema puramente síncrono obtidos pelo método de Prony comparados com os obtidos pelo <i>software</i> PacDyn.	106
Tabela 8 – Potência síncrona e eólica de cada área do caso base.	107
Tabela 9 – Modos eletromecânicos do sistema puramente síncrono obtidos pelo <i>software</i> PacDyn	108
Tabela 10 – Resultados obtidos para as DTs centralizadas geradas.	117
Tabela 11 – Resultados obtidos para cada DT descentralizada com classificação em 3 classes gerada.	119
Tabela 12 – Resultados obtidos para cada DT descentralizada com classificação binária.	121
Tabela 13 – Resumo dos resultados obtidos para as DTs geradas.	122
Tabela 14 – Estado da arte relacionado a classificação da estabilidade a pequenas perturbações.	123

Sumário

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Contextualização	21
1.2	Predição da Estabilidade do Ângulo do Rotor considerando a participação da Geração Eólica	26
1.3	Justificativas e Objetivos	29
1.4	Organização dos capítulos	31
2	CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO EÓLICA E DO MODO DE OPERAÇÃO	33
2.1	Tipos de geradores eólicos	33
2.1.1	Conexão Direta: Gerador de Indução do tipo Gaiola de Esquilo	35
2.1.2	Conexão Interfaceada por Conversor: <i>Permanent Magnet Synchronous Generators</i>	36
2.1.3	Conexão Interfaceada por Conversor: <i>Double Fed Induction Generator</i>	38
2.2	Controle e Modelagem do DFIG	39
2.2.1	Aerodinâmica das pás	40
2.2.2	Aerodinâmica do conjunto	43
2.2.3	Mecânica	45
2.2.4	Modelo Elétrico de uma Máquina de Indução Duplamente Alimentada	46
2.3	Modelagem no ANATEM	56
2.3.1	Modelo do DFIM para transitórios eletromecânicos	57
2.3.2	Controle dos Conversores de Interfaceamento	57
2.3.3	Sistema de Proteção: <i>crowbar</i>	60
2.3.4	Inicialização dos controladores a partir do ponto de Operação	61
3	TÉCNICAS PARA ANÁLISE DA ESTABILIDADE DO ÂN- GULO DO ROTOR A PEQUENAS PERTURBAÇÕES	63

3.1	Linearização do sistema não-linear	63
3.2	Estudo da estabilidade a pequenas perturbações	65
3.2.1	Autovalores, Autovetores e Matrizes Modais	65
3.2.2	Resposta Livre do Sistema Dinâmico	67
3.2.3	Autovalores e Estabilidade	69
3.2.4	<i>Mode Shape</i> , Sensibilidade e Fator de Participação	70
3.3	Técnica de Estimação Modal: Método de Prony	73
4	REFERENCIAL TEÓRICO	77
4.1	Predição da Estabilidade Angular do Rotor a partir de Técnicas de Aprendizado de Máquina	78
4.1.1	Estabilidade à grandes perturbações	78
4.1.2	Estabilidade a pequenas perturbações	80
4.2	Predição da Estabilidade Angular em Sistemas com Participação de Geração Eólica	83
4.3	Análise Comparativa	86
5	METODOLOGIA	89
5.1	Sistema Teste	90
5.2	Construção do Banco de Dados	91
5.2.1	Variação da Carga	91
5.2.2	Incertezas relacionadas a Geração Eólica	93
5.2.3	Classificação das amostras	95
5.3	Treinamento	95
5.3.1	Árvores de Decisão	95
5.3.2	Abordagens consideradas	97
5.4	Classificação dos Resultados	98
6	RESULTADOS	101
6.1	Sistema IEEE 68 barras: configuração síncrona de referência	101
6.1.1	Calibração do Método de Prony	105
6.2	Sistema com alta penetração de geração eólica: caso Base	106
6.3	Conjunto de dados	108
6.3.1	Variação de carregamento	109
6.3.2	Incertezas da geração eólica	110
6.3.3	Contingências	111
6.3.4	Criação do banco de dados a partir das variações consideradas	111
6.4	Resultados do modelo de predição	112
6.4.1	Abordagem centralizada	113
6.4.2	Abordagem descentralizada	118

6.5	Comparação das abordagens consideradas	122
7	CONCLUSÕES	125
	Conclusão	127
	REFERÊNCIAS	127

Capítulo 1

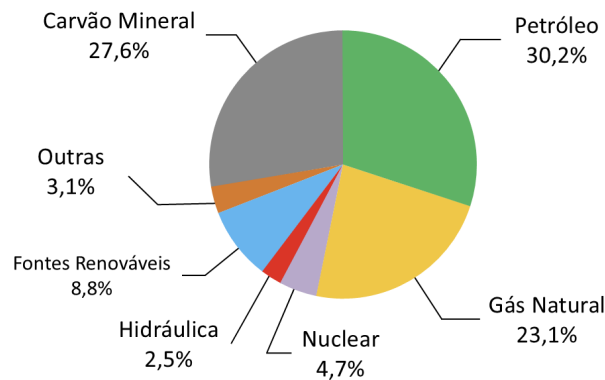
Introdução

1.1 Contextualização

Atualmente, é amplamente reconhecido que as principais fontes mundiais de energia são baseadas na combustão de minerais e materiais derivados do petróleo, como demonstrado na Figura 1. Essa dependência acarreta impactos adversos ao meio ambiente, além de custos elevados de extração e produção. Em resposta à implementação de políticas governamentais voltadas para o desenvolvimento sustentável, tem sido observado um aumento notável na adoção de fontes de energia renováveis na matriz energética global ao longo dos últimos anos. Entre essas fontes alternativas, destaca-se a energia eólica, com o aumento da sua participação em escala mundial. De acordo com relatório técnico do Conselho Global de Energia Eólica (do inglês, *Global Wind Energy Council* - GWEC), o ano de 2024 apresenta 117 GW de nova capacidade instalada em todo o mundo, elevando a capacidade total instalada para 1136 GW. Essas novas conexões representam um aumento de 11% em comparação com o ano anterior. Além disso, espera-se um crescimento anual de 8,8% entre 2025 e 2030 (Global Wind Energy Council, 2025), conforme ilustrado na Figura 2.

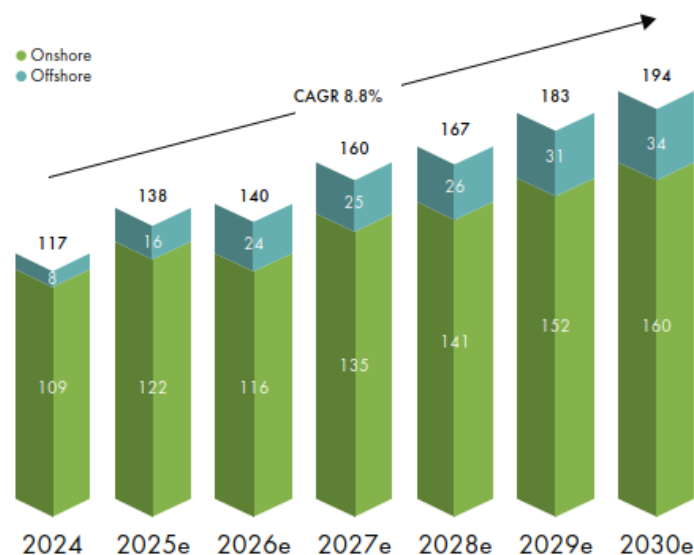
Essa tendência global também se reflete no cenário energético brasileiro, com uma ampla diversificação de fontes renováveis em sua matriz eletroenergética, que alcançou cerca de 88% de participação em cenário nacional, ou 91,2% do Sistema Interligado Nacional (SIN) no ano de 2024, conforme relatado pelo relatório técnico do Balanço Energético Nacional produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (Empresa de Pesquisa Energética, 2025). Ao analisar a evolução do panorama energético do Brasil ao longo dos últimos anos, observa-se que, embora a geração de energia seja predominantemente hidrelétrica, a contribuição da energia eólica vem crescendo de forma significativa: atingiu 107,7 TWh de

Figura 1 – Matriz Energética Mundial em 2022.



Fonte: adaptada de (Empresa de Pesquisa Energética, 2025)

Figura 2 – Novas instalações eólicas previstas 2025-2030



Fonte: (Global Wind Energy Council, 2025)

produção em 2024, um aumento de mais de 12,4% em comparação com ao ano anterior, e de aproximadamente 5 vezes em comparação com a última década (Empresa de Pesquisa Energética, 2025).

Apesar dos benefícios ambientais e, muitas vezes, econômicos, o aumento da participação de fontes de energia intermitentes tem causado mudanças substanciais na operação e no planejamento das redes elétricas. Para garantir a segurança na operação dessas redes, que interligam dispositivos com características e objetivos diversos, é essencial monitorar o comportamento dinâmico do sistema e prever sua resposta diante de perturbações, garantindo o fornecimento contínuo de energia elétrica nos sistemas de transmissão (OLIVEIRA; ALVES, 2020). Por exemplo, informações sobre possíveis sobrecargas na rede ou

redução de sua capacidade podem ser obtidas monitorando os parâmetros das oscilações resultantes da interação eletromecânica das máquinas rotativas conectadas ao sistema, conhecidas como oscilações eletromecânicas (KUNDUR; MALIK, 2022). Este é um dos fenômenos que precisam ser analisados na operação de um sistema de energia para avaliar sua estabilidade. Tanto essas oscilações eletromecânicas, de baixa frequência, quanto a geração eólica serão objeto de estudo mais aprofundado neste trabalho.

Basicamente, as oscilações eletromecânicas ocorrem quando sistema sofre alguma perturbação, levando ao desequilíbrio entre a potência mecânica de entrada e a potência elétrica de cada gerador conectado neste sistema. Devido a esse desequilíbrio temporário, que pode resultar num excesso ou *deficit* de energia nas máquinas, os rotores das máquinas conectadas no sistema oscilam uns contra os outros, trocando energia por meio das linhas de transmissão.

Quando essas oscilações são mal amortecidas, elas podem resultar em um desgaste prematuro das máquinas do sistema, restrições na capacidade de transferência de potência do sistema de transmissão e, em casos extremos, podem levar a perda de sincronismo dos geradores e a consequente interrupção no suprimento de energia elétrica. Um dos exemplos históricos que ilustram essa situação refere-se a um *blackout* que ocorreu em novembro de 1965 no nordeste dos Estados Unidos. Tal ocorrido teve profundo impacto na área industrial da região, culminando, na criação de um comitê para o monitoramento da rede em 1968, o *National Electric Reliability Council* (KUNDUR; MALIK, 2022) com o objetivo de reduzir os riscos da operação e assegurar a confiabilidade da rede.

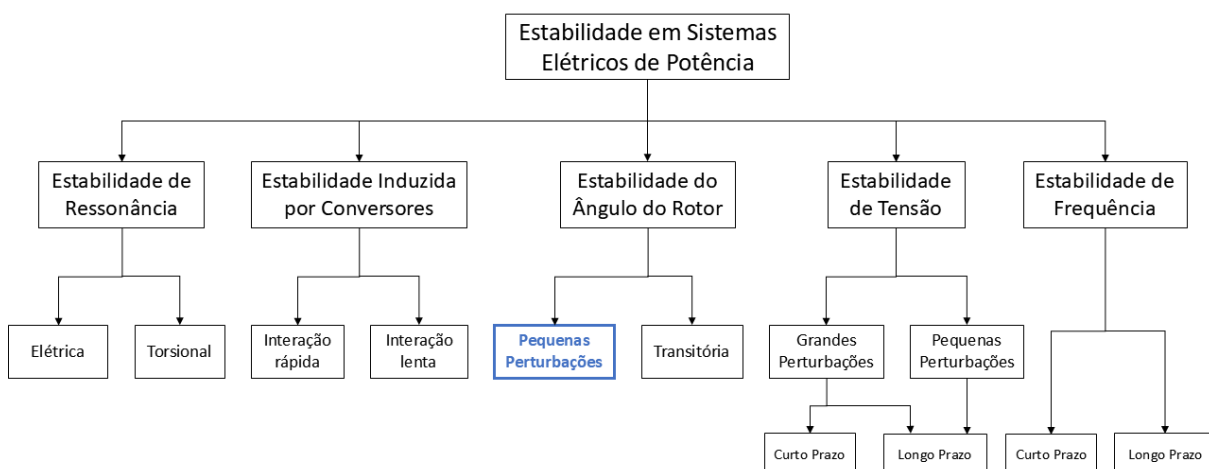
Um exemplo atual da presença de oscilações inter-área é descrito no relatório de análise do *blackout* da Península Ibérica de 28 de abril de 2025, publicado pelo governo espanhol (Consejo de Seguridad Nacional, 2025). No documento, o operador do sistema espanhol identifica diversos modos naturais de oscilação inter-área característicos do sistema elétrico interconectado europeu. Entre os principais modos observados estão: (i) o modo de oscilação Norte-Sul, com frequência de aproximadamente 0,3 Hz, onde os geradores da Itália oscilam contra os da Dinamarca e do norte da Alemanha, (ii) o modo de oscilação Leste-Oeste, com aproximadamente 0,15 Hz, onde geradores da península ibérica oscilam contra os da Turquia e Ucrânia, e por fim, (iii) o modo de oscilação Leste-Centro-Oeste, com aproximadamente 0,2 Hz, no qual geradores dos extremos ocidental e oriental do sistema (Península Ibérica, Sul da península Balcânica e Turquia) oscilam contra geradores do centro do continente europeu (Dinamarca, Alemanha, Polônia, Suíça, República Checa e Ucrânia). No dia do *blackout* ibérico, foram registradas duas principais oscilações, uma de 0,6 Hz, com rápida propagação e ampla detecção na Europa Ocidental, e outra de 0,2 Hz, representando o modo Leste-Centro-Oeste. Este mesmo modo de oscilação inter-área de 0,2 Hz já também provocou a desconexão de diversas áreas do sistema elétrico europeu em um evento anterior, no ano de 2016.

As ferramentas matemáticas utilizadas para verificar a presença dessas oscilações ele-

tromecânicas mal amortecidas em um sistema de potência e as formas de mitigar esse fenômeno são um dos focos principais de pesquisa da área de Estabilidade Angular do Rotor, uma das categorias que compõe o estudo da Estabilidade de um Sistema de Energia Elétrica (SEE), conforme ilustrado na Figura 3. Essa categoria, por sua vez, pode ser dividida em duas subcategorias de acordo com a severidade da perturbação sob a qual o sistema é sujeito bem como das técnicas usadas para sua análise. A estabilidade do ângulo do rotor a grandes perturbações, amplamente conhecida como estabilidade transitória, corresponde à habilidade dos geradores síncronos em manterem o sincronismo quando submetidos a distúrbios severos tais como curto-circuitos que levem o sistema a operar fora da região de vizinhança ao ponto de equilíbrio (KUNDUR; MALIK, 2022; GOMEZ-EXPOSITO; CONEJO; CANIZARES, 2011) Nesse estudo, técnicas de da teoria de sistema não lineares devem ser aplicadas para avaliar a estabilidade do sistema bem como as características de sua resposta.

Por outro lado, a estabilidade angular a pequenas perturbações, foco de estudo desse trabalho, refere-se à habilidade dos geradores em manter o sincronismo quando submetidos a perturbações que não afastem significativamente o sistema do seu ponto de equilíbrio, ou seja, a pequenas perturbações. Nessa categoria, o modelo paramétrico não-linear representativo do sistema interconectado é linearizado em torno do ponto de equilíbrio. Os parâmetros das oscilações eletromecânicas são obtidas a partir do cálculo dos autovalores e autovetores associados à matriz de estado linearizada resultante (KUNDUR; MALIK, 2022) para uma análise *offline*.

Figura 3 – Classificação da Estabilidade de um SEE, com ênfase na categoria de estudo da estabilidade do ângulo do rotor a pequenas perturbações.



Fonte: adaptada de (HATZIARGYRIOU et al., 2021).

Com o aumento da participação da geração eólica nos SEEs, diversas pesquisas têm sido realizadas com o intuito de investigar o impacto desse aumento na estabilidade do sistema. No que tange a estabilidade a pequenas perturbações, apesar da turbina eólica em si não introduzir novos modos de oscilação, essa forma de geração de energia pode afetar diretamente no amortecimento das oscilações eletromecânicas (Gautam; Vittal; Harbour, 2009; AYODELE et al., 2012; Du et al., 2016; Du; Chen; Wang, 2017; MORACO, 2020). Dentre as tecnologias disponíveis para geração eólica, o gerador de indução duplamente alimentado (do inglês, *Doubly Fed Induction Generator* - DFIG), é um dos mais utilizados nos sistemas de potência e, conseqüentemente, os trabalhos investigam principalmente a inserção desse modelo de gerador na rede predominantemente síncrona (Du et al., 2016; Gautam; Vittal; Harbour, 2009; Du; Chen; Wang, 2017; AYODELE et al., 2012; MORACO, 2020).

Em Du et al. (2016), é proposto um método para examinar o impacto do aumento da participação de unidades geradoras DFIGs no sistema de potência, avaliando as alterações no fluxo de carga e no torque de amortecimento das oscilações eletromecânicas, provocados pelo aumento da geração eólica. Já na pesquisa desenvolvida por Du, Chen e Wang (2017), é proposto um índice para monitorar a sensibilidade das oscilações eletromecânicas com relação as interações dinâmicas introduzidas pela conexão dos DFIGs. O impacto das incertezas relacionadas a geração eólica, como a intermitência do vento, na estabilidade de pequenos sinais são avaliadas em Ayodele et al. (2012), considerando a variações de carga. Já em Goncalves et al. (2022), investiga-se o uso da entropia cruzada para incorporar as incertezas provenientes da geração eólica no projeto de controladores centralizados para o amortecimento dos modos oscilatórios.

Recentemente, principalmente para fontes baseadas em inversores, os modelos detalhados dos componentes do sistema elétrico não estão disponíveis de forma aberta, sendo fornecidos em formato *black-box*. Nessa configuração, o acesso às equações internas é restrito, o que dificulta a aplicação de métodos clássicos baseados em modelagem analítica. Essa limitação impulsiona o uso de abordagens fundamentadas em dados medidos, que permitem extrair informações dinâmicas do sistema diretamente a partir de sua resposta observada.

Nesse contexto, com o aprimoramento dos sistemas de medição fasorial tem sido possível prever o comportamento das oscilações a partir de dados mensurados, permitindo que potenciais cenários de instabilidade sejam identificados de forma antecipada. Tais informações adquiridas próximas ao tempo de real podem auxiliar nas ações de prevenção e controle a serem definidas pelo operador do sistema de transmissão, tornando cada vez mais atraente. Dentro desse contexto, surge a proposta desse trabalho, a qual é apresentada em sequência.

1.2 Predição da Estabilidade do Ângulo do Rotor considerando a participação da Geração Eólica

A ampla disponibilidade de dados medidos de Unidades de Medição Fasorial (do inglês, *Phasor Measurement Unit* - PMU), juntamente com os avanços em análise de dados e aprendizado de máquina, fornecem uma variedade de ferramentas que podem ser utilizadas com eficiência para monitorar e prever a estabilidade do sistema.

No cenário brasileiro, a crescente complexidade do SIN e a demanda por maior confiabilidade operativa têm impulsionado o desenvolvimento e a adoção de tecnologias que permitam ampliar a observabilidade e melhorar o monitoramento em tempo real do sistema elétrico brasileiro através de PMUs, que vêm se consolidando como uma ferramenta estratégica para o aperfeiçoamento da segurança operativa. A proposta de soluções que aumentem a capacidade de observação do sistema, como a implantação dessas unidades de medição, faz parte das diretrizes do Plano de Segurança do SIN, cuja finalidade é possibilitar uma operação mais consciente e resiliente, especialmente em situações de risco iminente (OLIVEIRA; ALVES, 2020).

As PMUs permitem a medição sincronizada de fasores de grandezas elétricas, como tensão e corrente, com base em sinais de tempo obtidos por Sistema de Posicionamento Global (do inglês, *Global Positioning System* - GPS). A alta taxa de aquisição, da ordem de milissegundos, garante que o monitoramento do sistema seja realizado de maneira coordenada, permitindo uma visão em tempo real do comportamento dinâmico da rede elétrica. Essa capacidade amplia significativamente a consciência situacional dos operadores, tornando possível a adoção de ações preventivas mais eficazes (OLIVEIRA; ALVES, 2020). Uma ação que exemplifica tal objetivo é a ampliação do uso de PMUs no Brasil, sendo colocadas inclusive como requisito para as gerações eólica e fotovoltaica no SIN (ONS, 2023).

A disseminação dessa tecnologia, aliada ao avanço das redes de comunicação de alta velocidade, tem ampliado seu uso em funções que vão além do monitoramento tradicional, alcançando também aplicações de controle e proteção em larga escala. As PMUs, inicialmente derivadas de tecnologias empregadas em dispositivos de proteção digital e registradores de perturbação, passaram a ser integradas a sistemas mais complexos, contribuindo para a análise de estabilidade, diagnóstico pós-distúrbio, validação de modelos e até a execução de proteções sistêmicas, como aquelas associadas à perda de sincronismo (OLIVEIRA; ALVES, 2020).

Em conjunto com as PMUs, várias técnicas de mineração de dados, tais como Árvores de Decisão (do inglês, *Decision Tree* - DTs) (ROVNYAK et al., 1994; SENROY; HEYDT; VITTAL, 2006; GAO; ROVNYAK, 2011), Árvores de Decisão do tipo *Ensemble* (do inglês, *Ensemble Decision Tree* - EDTs) (HE; ZHANG; VITTAL, 2013), Máquina de Vetores de Suporte (do inglês, *Support Vector Machine* - SVM) (GOMEZ et al., 2011) e Redes Neurais

Artificiais (do inglês, *Artificial Neural Network*- ANN) (AMJADY; MAJEDI, 2007) têm sido usadas para avaliação de segurança dinâmica de operação do sistema de forma *online*.

Para a avaliação da estabilidade a pequenas perturbações, as vantagens do método de medição e das ferramentas matemáticas podem ser combinadas pelo aprendizado de máquina. A taxa mínima de amortecimento do sistema pode ser obtida com dados históricos de treinamento para garantir sua precisão com base no modelo linear determinístico. Em seguida, os dados de medição em tempo real são inseridos no modelo treinado para obter os resultados, a fim de realizar a avaliação *online* (YANG; ZHANG; WEN, 2021). De maneira geral, a predição da estabilidade a pequenas perturbações envolvendo modelos de classificação objetiva duas classes: estável e instável (ASVAPOOSITKUL; PREECE, 2021).

Além disso, ainda em Asvapoositkul e Preece (2021), uma estrutura centralizada é proposta para predição do fator de amortecimento e frequência dos modos eletromecânicos. A partir das informações preditas pelo modelo, o redespacho ótimo dos geradores é calculado para mitigar o efeito dos modos mal amortecidos em um sistema com significativa penetração de geração eólica. Da mesma forma, Muhammed et al. (2024) também utiliza uma abordagem centralizada para predição da estabilidade a pequenas perturbação, porém dessa vez para prever o modo eletromecânica através de diferentes técnicas de memória de longa curto prazo (do inglês, *long short-term memory* - LSTM) ao invés de simplesmente classificá-lo.

A abordagem centralizada, embora ofereça uma visão global do sistema elétrico, revela-se limitada pela forte dependência da comunicação entre as PMUs e o operador, o que a torna vulnerável a atrasos, perdas de dados e falhas de rede, comprometendo a confiabilidade da análise em tempo real. Além disso, em sistemas cada vez mais complexos, a concentração de decisões em um único ponto cria gargalos operacionais e amplia riscos de ciberataques, evidenciando que, apesar de seu bom desempenho em condições ideais, tal estratégia carece de resiliência e flexibilidade diante das demandas atuais, reforçando a necessidade de soluções distribuídas ou híbridas que conciliem precisão com robustez (GUDDANTI; MATAVALAM; WENG, 2020) (SINGH; PAL, 2014). Em DA CUNHA, Fernandes e Fernandes (2022) é proposta uma abordagem descentralizada para classificação da estabilidade a pequenas perturbações, no qual árvores de decisão distribuídas nas barras de geração do sistema interconectado em análise realizam essa predição para classificação binária. Nesse trabalho, cada árvore de decisão é alimentada apenas por informações locais, ou seja, da sua respectiva barra de geração, permitindo a sua aplicação em *smart grids*.

Os métodos de classificação baseados em DTs apresentam vantagens significativas em relação aos métodos de predição baseadas no pós-falta, uma vez que permitem avaliar a estabilidade do sistema em tempo real, ainda no pré-falta, oferecendo rapidez e eficiência computacional. Além disso, sua estrutura hierárquica facilita a interpretação dos

critérios de decisão, permitindo que operadores compreendam de forma clara os fatores que influenciam a estabilidade e tomem decisões preventivas de maneira mais confiável (MCNABB; WILSON; BIALEK, 2013; ASVAPOOSITKUL; PREECE, 2021).

Todos trabalhos supracitados que objetivam classificação limitam-se a um modelo binário, classificando em classes estável ou instável. Classificar o sistema em múltiplas classes pode ajudar o operador do sistema a selecionar as ações apropriadas para melhorar a estabilidade oscilatória (ASVAPOOSITKUL; PREECE, 2021). Nesse sentido, a classificação entre seguro, inseguro e instável, poderia fornecer uma avaliação mais refinada do sistema, permitindo ao operador identificar situações limítrofes e adotar medidas preventivas ou corretivas com maior antecedência, aumentando a confiabilidade e a resiliência operacional diante de perturbações.

Apesar dos resultados de elevada acurácia envolvendo o uso de técnicas de aprendizado de máquina, poucos trabalhos avaliam o impacto da alta penetração de fontes renováveis nos sistemas em estudo. Como já supracitado, os geradores eólicos baseados em conversores bidirecionais, tais como os DFIGs, influenciam, no âmbito das pequenas perturbações, não apenas pela sua diferente resposta eletromecânica, mas também pela natureza intermitente da fonte primária de energia. Essa intermitência, decorrente da variabilidade da velocidade do vento em diferentes escalas de tempo, pode alterar de forma significativa as condições operativas do sistema, afetando a previsibilidade do despacho e a robustez das estratégias de controle voltadas à estabilidade.

Nesse sentido, alguns trabalhos apresentam abordagens de predição da estabilidade transitória do sistema na presença da geração eólica. Papadopoulos, Guo e Milanović (2018) traz uma estrutura probabilística para identificação *online* do comportamento dinâmico de sistemas de energia com geração eólica e fotovoltaica (16,67%). Através da utilização de DTs distintas, os autores utilizam essa estrutura para a identificação de grupos de geradores instáveis em cada topologia, porém somente através de seu comportamento pós-falta. Em Chen et al. (2020) é realizada a predição da estabilidade do ângulo do rotor de sistemas de energia com alta penetração de energia eólica (40%) usando um vetor de índice de estabilidade. Os poucos trabalhos presentes na literatura, adotam uma abordagem centralizada com classificação binária e não investigam o impacto de atributos (*features*) próprios da geração eólica na precisão do modelo de precisão desenvolvido com base em aprendizado de máquina.

Com o intuito de contribuir nessa área, este trabalho propõe a predição da estabilidade a pequenas perturbações através da técnica de DTs considerando a significativa e crescente penetração de geradores eólicos nas matrizes elétricas brasileira e mundial. Na montagem do banco de dados, não considera-se apenas alteração na dinâmica causada por essa fonte de energia, mas também, o sistema utilizado para a predição é afetado com suas principais incertezas, tais como variação do carregamento do sistema ao longo do dia e variação da potência injetada pelos parques eólicos devido a estocasticidade do vento de

forma independente para cada parque.

Em suma, realiza-se a implementação de DTs de forma descentralizada, objetivando uma implementação mais robusta em relação à disponibilidade de dados, uma vez que depende apenas de medições no barramento local, reduzindo vulnerabilidades a falhas de comunicação, atrasos na transmissão de informações etc. A título de comparação, uma abordagem centralizada, em que dados medidos em diferentes barras do sistema de teste, mesmo que distantes geograficamente, alimentam o modelo de predição, também será avaliada.

Além disso, para a abordagem centralizada, é proposta sua implementação com classificação nas três classes previamente descritas, seguro, inseguro e instável, visando proporcionar uma análise mais robusta quanto à precisão da classificação da estabilidade, uma vez que permite ao operador dispor de informações mais detalhadas sobre os estados do modo oscilatório, favorecendo a tomada de decisões mais fundamentadas e preventivas quando a totalidade dos dados é disponível.

Em ambas as abordagens, investigam-se os principais atributos que se relacionam com maior impacto para o modo avaliado, incluindo aqueles provenientes dos parques eólicos inseridos no sistema. Visto sua implementação, muitos de seus modelos são fornecidos em formato black-box, o que dificulta o uso de métodos tradicionais que dependem de equações matemáticas detalhadas. Em muitos casos, quando não há informações suficientes para a análise modal, é necessário estimar os modos do sistema a partir de dados experimentais ou simulações. Para isso, aplicam-se técnicas de estimação modal, incluindo métodos de identificação de sistemas baseados em dados, como o método de Prony com sinais medidos de PMUs, sem precisar dos modelos completos. Neste trabalho, para construção do banco de dados, aplica-se o método de Prony para a obtenção dos modos eletromecânicos.

1.3 Justificativas e Objetivos

Em um cenário de crescente integração de fontes renováveis, as PMUs têm se tornado ferramentas essenciais para garantir a estabilidade do sistema elétrico. Essas unidades permitem a coleta de dados em tempo real sobre a fase e a magnitude das correntes e tensões em diferentes pontos da rede, proporcionando uma visão abrangente e detalhada do comportamento dinâmico do sistema. Trazendo para o cenário brasileiro, após o apagão de 15 de agosto de 2023, o Operador Nacional do Sistema (ONS) intensificou o uso de PMUs para monitorar as fontes renováveis, para todas as barras de geração eólica e solar, que são conectadas ao sistema (ONS, 2023). A interconexão de dados provenientes dessas PMUs possibilita uma análise mais precisa e rápida da estabilidade, permitindo que o operador do sistema identifique e responda a distúrbios de forma mais eficaz. O Relatório de Análise de Perturbações (RAP) subsequente ao apagão destacou

a importância dessas tecnologias, demonstrando como a coleta e integração de dados em tempo real são cruciais para prevenir futuros eventos adversos e manter a confiabilidade do fornecimento de energia.

Com este crescente protagonismo de fontes renováveis de energia e a integração massiva de tecnologias baseadas em conversores eletrônicos de potência, tem-se observado uma mudança significativa na forma como os modelos de componentes do sistema elétrico são disponibilizados. Frequentemente, esses modelos são fornecidos em sua versão mais detalhada em formato *black-box*, visando à proteção da propriedade intelectual dos fabricantes ou pela complexidade envolvida em sua descrição detalhada. Essa característica impõe uma limitação relevante à aplicação de métodos tradicionais de análise baseados em linearização matemática do sistema, como os apresentados (KUNDUR; MALIK, 2022) ou implementados em ferramentas como o PacDyn, que dependem da formulação explícita dos modelos dinâmicos e suas matrizes jacobianas. Nesse contexto, métodos baseados em dados medidos, como a análise de Prony aplicada a sinais provenientes das PMUs, tornam-se particularmente vantajosos, pois permitem a extração de informações dinâmicas do sistema, como frequência, fator de amortecimento e modos oscilatórios, diretamente a partir da resposta do sistema a pequenas perturbações, sem a necessidade de modelos matemáticos explícitos.

Além disso, com tal crescente aumento da participação da geração eólica na matriz elétrica mundial e nacional, torna-se cada vez mais necessário avaliar o comportamento e a estabilidade do SEE com essa fonte intermitente. Considerando, essa crescente disponibilidade de informação em sistemas interconectados, este trabalho tem como objetivo a utilização de técnicas de *Machine Learning*, especificamente a árvore de decisão, para realizar a predição da estabilidade a pequenas perturbações em Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) considerando uma participação significativa da geração eólica e suas incertezas a partir dessa disponibilização de dados em tempo real do sistema.

Para a realização desse trabalho, os seguintes objetivos específicos devem ser atendidos:

- ❑ Investigar a eficácia do Método de Prony em extrair as características modais de uma oscilação eletromecânica quando o modelo dinâmico do gerador eólico e as incertezas relativas a esse tipo de geração são avaliados;
- ❑ Construir um banco de dados que seja capaz de refletir o comportamento dinâmico de um SEE, considerando diferentes níveis de participação da geração eólica em um sistema predominantemente síncrono através de variações do vento, variações de carregamento ao longo do dia e critério $N - 1$, de modo que a estabilidade do sistema interconectado possa ser investigada;
- ❑ Avaliar o conjunto de medidas necessárias para que a predição da estabilidade a pequenas perturbações possa ser realizada por árvore de decisão em um sistema com alta penetração de geração eólica;

- ❑ Desenvolver uma abordagem para aplicação de árvores de decisão centralizadas objetivando a classificação em três classes (seguro, inseguro e instável) em um sistema com alta penetração de fontes renováveis;
- ❑ Desenvolver uma abordagem descentralizada para classificação binária da estabilidade a pequenas perturbações em um sistema com alta penetração de fontes renováveis;
- ❑ Avaliar a eficácia do método proposto para diferentes cenários de operação.

1.4 Organização dos capítulos

A dissertação está organizada em 7 capítulos principais, os quais são definidos em sequência.

- ❑ **Capítulo 2:** *Geração Eólica* - Aspectos fundamentais sobre a geração eólica, em destaque, os DFIGs bem como das suas malhas de controle são discutidas.
- ❑ **Capítulo 3:** *Estudo da Estabilidade a Pequenas Perturbações* - Neste capítulo as ferramentas matemáticas necessárias para avaliação da estabilidade angular a pequenas nesse trabalho são apresentadas.
- ❑ **Capítulo 4:** *Revisão Bibliográfica* - Uma revisão bibliográfica sobre o uso de algoritmos de aprendizagem de máquina para avaliação da estabilidade angular, com ênfase em sistemas que consideram a participação da geração eólica é apresentada neste capítulo.
- ❑ **Capítulo 5:** *Metodologia* - A abordagem utilizada é apresentada neste capítulo, com a descrição das principais etapas para que os objetivos estabelecidos fossem alcançados.
- ❑ **Capítulo 6:** *Resultados* - Os resultados obtidos são discutidos nesse capítulo.
- ❑ **Capítulo 7:** *Conclusões* - Neste capítulo, as conclusões obtidas por meio dos resultados são discutidas.

Capítulo 2

Características da Geração Eólica e do Modo de Operação

Nesta seção são abordadas as características de uma geração eólica, desde os tipos de geradores eólicos presentes atualmente no mercado, os controles presentes no aerogerador do tipo DFIG, a ser utilizado neste trabalho, e aspectos fundamentais de sua conexão com a rede.

2.1 Tipos de geradores eólicos

Diversas configurações de sistemas de conversão de energia eólica foram desenvolvidas, com o objetivo de reduzir custos, aumentar confiabilidade e melhorar eficiência e desempenho. Para caracterizar os tipos de geradores, uma classificação bastante comum é com relação ao modo de operação da turbina, em que o aerogerador pode ser classificado em turbinas de velocidade fixa e variável. A seleção de aerogeradores de velocidade variável ou velocidade fixa para um local específico é determinada por vários fatores: distribuição de velocidade do vento do local, preocupações com confiabilidade e manutenção, custo do sistema e lucro pela geração de eletricidade (IBRAHIM, 2015).

As turbinas de velocidade fixa foram as primeiras a surgir no mercado, incorporam um gerador de gaiola de esquilo (do inglês, *Squirrel Cage Induction Generator* - SCIG), conectado diretamente à rede, enquanto as turbinas de velocidade variável podem ser divididas em turbinas de acionamento direto e indireto.

Em turbinas de acionamento direto, são empregados geradores síncronos de baixa velocidade com um grande número de polos. Geradores síncronos de rotor bobinado (do inglês, *Wound Rotor Synchronous Generators* - WRSGs), e geradores síncronos de

ímã permanente, (do inglês, *Permanent Magnet Synchronous Generators* - PMSGs), são adequados para turbinas de acionamento direto, em que é necessário um sistema conversor de potência em escala total para sua conexão com a rede. Essa topologia de aerogerador é amplamente utilizada para aplicações *offshore*, devido ao alto custo do conversor, mas que possibilita alto rendimento para características de vento típicas deste cenário. Já as turbinas de acionamento indireto requerem uma caixa de engrenagens para ajustar a baixa velocidade da turbina à alta velocidade do gerador.

Dentre os aerogeradores de acionamento indireto, os geradores de indução de dupla alimentação requerem somente um conversor parcial para sua conexão com a rede. Tal conversor é utilizado apenas na conexão dos enrolamentos do rotor, enquanto o estator é conectado diretamente na rede. Nessa aplicação, somente $1/3$ da corrente gerada passa pelo conversor, diminuindo seu dimensionamento. Tais geradores surgiram como uma alternativa aos aerogeradores *onshore* com geradores síncronos, diminuindo significativamente o custo do conversor, enquanto mantém sua produção com velocidade variável, mantendo segurança e confiabilidade para a rede (IBRAHIM, 2015).

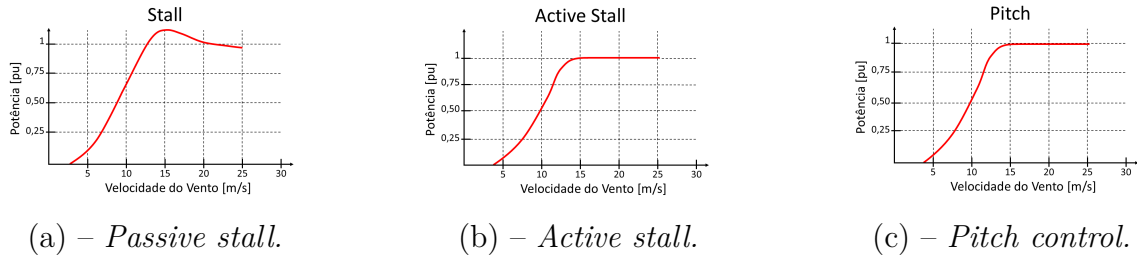
Um outro conceito importante refere-se a estratégia de controle para limitação da potência gerada e rotação das pás. Existem três formas de fazê-lo: controle por perda aerodinâmica passiva (*passive stall*), controle por perda aerodinâmica ativa (*active stall*) e controle de ângulo de passo (*pitch*). A curva da resposta da potência gerada (em p.u.) pela velocidade do vento em cada modo de controle é exibida na Figura 4.

Na estratégia *passive stall*, ou simplesmente *stall control*, as pás da turbina são fixas, no entanto, são projetadas com uma aerodinâmica que levam ao aumento da força de arrasto e da turbulência sobre as pás com o aumento da velocidade do vento, limitando a velocidade do rotor para valores elevados. Tal método provoca um *stall* intencional, ou seja, uma perda de sustentação nas pás devido ao desprendimento do fluxo de ar em altas velocidades, que reduz a eficiência. A resposta de controle aerodinâmica nesse modo de controle é exibida na Figura 4(a). No método *active stall*, presente na Figura 4(b), as pás são rotacionadas e, em altas velocidades, rotacionam contra o vento para provocar o *stall* intencionalmente ao longo das pás. Essa estratégia controla a rotação nominal de forma mais eficiente do que a anterior, no entanto, continua apresentando dificuldades do ponto de vista de cargas mecânicas e turbulência. Por último, há a estratégia de controle do ângulo de ataque (*pitch control*) em que as pás também rotacionam, contudo para limitar a potência da turbina, as pás rotacionam de forma a diminuir sua eficiência aerodinâmica. Isso resulta em um controle mais suave e menos prejudicial mecanicamente, enquanto mantém a curva de potência estável acima da velocidade nominal do vento, como pode ser visto na Figura 4(c) (BLAABJERG; CHEN, 2006). Essa última é utilizada nas tecnologias atuais, como DFIG e o *full-converter* PMSG.

Para que fique mais claro o contexto de tecnologia que o aerogerador utilizado neste trabalho se situa, em sequência, destacam-se três tipos de aerogeradores: Gerador de

indução do tipo gaiola de esquilo, *Full Converter PMSG* e DFIG.

Figura 4 – Tipos de controle aerodinâmico em turbinas eólicas.

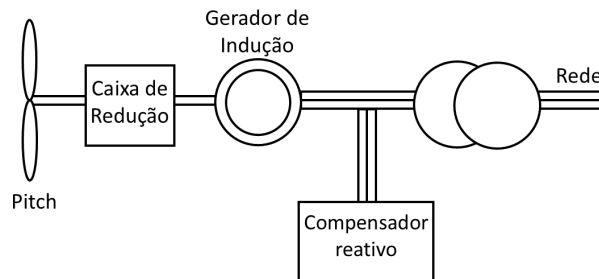


Fonte: Adaptada de (BLAABJERG; CHEN, 2006).

2.1.1 Conexão Direta: Gerador de Indução do tipo Gaiola de Esquilo

Nas turbinas eólicas de velocidade fixa, o gerador é diretamente conectado à rede elétrica. A frequência da rede, em conjunto com o número de pares de polos do gerador, determinam a velocidade de rotação do gerador e, conseqüentemente, do rotor. O "Conceito Dinamarquês", de conectar diretamente uma turbina eólica à rede, é amplamente utilizado para potências nominais de até 2,3 MW. O esquema consiste em um gerador de indução do tipo gaiola de esquilo (SCIG), conectado por meio de um transformador à rede. Os sistemas de turbinas eólicas usando geradores de indução com rotor de gaiola quase operam em uma velocidade fixa (com variação de 1-2%). A potência pode ser limitada aerodinamicamente por controle de *passive stall*, *active stall* ou por controle de *pitch*. A configuração básica deste conceito de aerogerador é apresentada na Figura 5.

Figura 5 – Topologia do aerogerador clássico: Gerador de Indução do tipo Gaiola de Esquilo.



Fonte: Adaptada de (BLAABJERG; CHEN, 2006).

Uma das principais vantagens das turbinas eólicas com geradores de indução de velocidade fixa consiste na sua construção simples e de baixo custo, sendo essa topologia, uma das primeiras a serem implementadas em geradores eólicos. Além disso, nenhum dispositivo de sincronização é necessário.

Apesar de ser um sistema atraente devido ao custo e à confiabilidade, apresenta limitações significativas quando se trata de controlar a potência ativa em intervalos de tempo muito curtos (em torno de poucos milissegundos). Além disso, há outras desvantagens associadas ao uso de turbinas eólicas com geradores de indução de gaiola de esquilo. Essas turbinas precisam operar a uma velocidade praticamente constante, o que limita sua eficiência em condições de vento variável. Para garantir uma operação estável, é necessária uma rede elétrica rígida, capaz de suportar as variações de carga sem comprometer a estabilidade do sistema. Ademais, a construção mecânica dessas turbinas tende a ser mais robusta e, conseqüentemente, mais cara, para absorver os elevados níveis de estresse causados por pulsações de torque decorrentes de rajadas de vento, o que pode afetar a caixa de engrenagens e o gerador. Outro desafio significativo são as altas correntes de partida e a demanda por potência reativa, o que exige o uso de compensadores, como bancos de capacitores, para praticamente eliminar essa demanda dos geradores da turbina em relação à rede elétrica.

A conexão direta dos geradores de indução ao SEE produz transitórios de curta duração, resultando em correntes de entrada muito altas. Esses picos de corrente não apenas perturbam a rede elétrica, mas também geram elevados níveis de torque na turbina. A menos que precauções adequadas sejam tomadas, as correntes de entrada podem atingir de 5 a 7 vezes o valor nominal do gerador, e os picos podem ser até 18 vezes maiores em menos de 100 ms. Esses transientes limitam o número aceitável de turbinas eólicas que podem ser conectadas a uma rede. Para mitigar esses problemas, pode-se utilizar um controlador de tiristor, conhecido como *soft-starter*. Este dispositivo é projetado para limitar o valor RMS da corrente de entrada a um nível que é, no máximo, duas vezes a corrente nominal do gerador, ajudando a reduzir os impactos na rede e melhorar a integração das turbinas eólicas (BLAABJERG; CHEN, 2006).

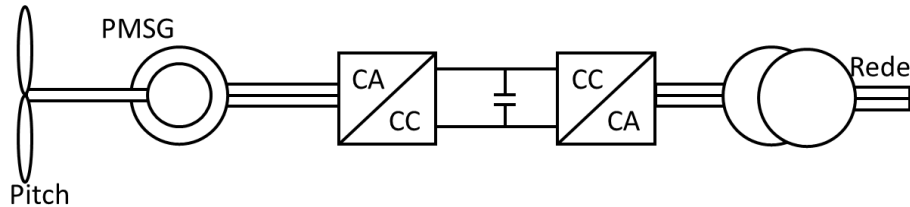
2.1.2 Conexão Interfaceada por Conversor: *Permanent Magnet Synchronous Generators*

Este modo de conexão é caracterizado pela necessidade de um conversor completo (*full converter*) para conexão do estator com a rede, um conversor AC-DC e DC-AC que recebe 100% da corrente do aerogerador, acoplado a um PMSG. Devido a essa característica, o conversor deve ser dimensionado para suportar a potência nominal do gerador, elevando o seu custo. Embora este modelo de turbina possa ou não incluir uma caixa de redução para conexão do rotor, ele é bastante robusto, porém com um custo elevado, sendo mais utilizado atualmente em cenários *offshore*.

O conversor de potência permite ao sistema controlar a potência ativa e reativa muito rapidamente. No entanto, a desvantagem é um sistema mais complexo com peças eletrônicas mais sensíveis (BLAABJERG; CHEN, 2006). A Figura 6 apresenta o esquemático

simplificado dessa topologia.

Figura 6 – Topologia do aerogerador tipo *full-converter* com PMSG.



Fonte: Adaptada de (BLAABJERG; CHEN, 2006)

Nessa configuração, o gerador é completamente desacoplado da rede elétrica e sua faixa de operação é determinada pelos parâmetros do conversor eletrônico de potência. Normalmente, análises de velocidade são menos preocupantes para esse tipo de aerogerador devido ao desacoplamento entre o gerador e a rede elétrica. Como resultado, as velocidades do rotor do aerogerador têm pouca influência na qualidade da energia elétrica gerada, ou seja, as oscilações do gerador não são transferidas para a rede elétrica. Além disso, as alterações na frequência da rede elétrica não afetam a velocidade do rotor do aerogerador, tornando o sistema mecânico menos sensível a perturbações. A troca de potência reativa com a rede não é determinada pelas propriedades do gerador, mas sim pelas características do conversor.

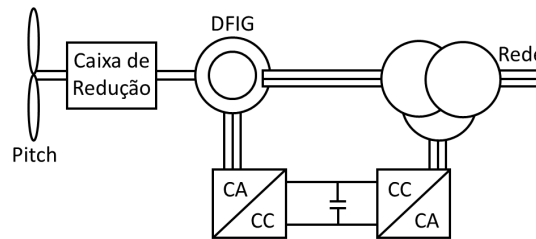
Devido a esse completo desacoplamento, a troca de potência ativa e reativa entre o gerador e o conversor, assim como entre o conversor e a rede elétrica, também é desacoplada. Isso significa que o fator de potência do gerador e do conversor pode ser controlado separadamente, permitindo que o mesmo regule a entrega de potência ativa e reativa do aerogerador ao sistema elétrico. A injeção de correntes harmônicas presentes nessa topologia são facilmente controláveis pelo disparo dos *Insulated Gate Bipolar Transistors* (IGBTs), tornando mais simples o controle das mesmas (SLOOTWEG, 2003).

Em resumo, esse tipo de aerogerador apresenta vantagens como a capacidade de operar com velocidade variável do vento, um gerador com baixa necessidade de manutenção, a possibilidade de dispensar a caixa de transmissão, controle da potência reativa via conversor, e desacoplamento completo da rede elétrica, o que melhora a confiabilidade mecânica e elétrica dos componentes. No entanto, as desvantagens estão principalmente associadas ao custo. Os geradores síncronos para operarem com velocidades baixas exigem muitos pares de polos e um grande diâmetro, o que eleva significativamente o custo e demanda uma maior estrutura mecânica devido ao seu peso. Outra desvantagem é em relação ao conversor, que recebe 100% da corrente gerada pela turbina, aumentando consideravelmente seu custo.

2.1.3 Conexão Interfaceada por Conversor: *Double Fed Induction Generator*

Um gerador de indução duplamente alimentado, utilizando um conversor de energia em escala média conectado apenas ao rotor, é ilustrado na Figura 7. Sua solução surge principalmente com o objetivo de melhorar a performance dos geradores clássicos, mas ainda assim reduzindo o custo quando comparado com um gerador do tipo *full-converter*. Neste sistema, o estator do gerador é conectado diretamente à rede elétrica, enquanto a conexão do conversor com o rotor é feita através de anéis e escovas coletoras, tornando possível um fluxo de potência bidirecional no rotor a depender da velocidade do vento. Em velocidades de vento mais baixas, o conversor atua fornecendo energia para o rotor, que gira em velocidade sub-síncrona, enquanto que o estator injeta potência na rede, mantendo o balanço total de energia positivo. Em velocidades mais elevadas do vento, a energia captada pelo rotor já é suficiente para sua magnetização, portanto, o estator continua a fornecer energia à rede, enquanto o rotor transfere a energia excedente para a rede (BLAABJERG; CHEN, 2006).

Figura 7 – Topologia do aerogerador tipo DFIG.



Fonte: Adaptada de (BLAABJERG; CHEN, 2006).

Nessa topologia, uma variação de velocidade de $\pm 30\%$ em torno da velocidade síncrona pode ser obtida com o uso do conversor, que recebe no máximo $\frac{1}{3}$ da potência nominal na máquina. Ademais, é possível controlar tanto a potência ativa quanto a potência reativa injetada na rede. Como o conversor não é dimensionado para a potência nominal do gerador, há uma redução significativa do custo do mesmo, tornando-o uma opção mais viável, especialmente para instalações *onshore*.

O sistema DFIG não necessita nem de *soft-starters* nem de um compensador de potência reativa. O sistema DFIG é naturalmente um pouco mais caro em comparação com o sistema clássico mostrado anteriormente, no entanto, em um parque eólico com DFIG, é possível reduzir o investimento na margem de segurança do equipamento e nas unidades de compensação de potência reativa, além de capturar mais energia do vento por operar em velocidade variável.

O estator é indiretamente controlado pelo rotor, que é controlado pelo conversor bidirecional. Desta forma, essa topologia apresenta alta suportabilidade contra faltas e tem alta contribuição para a estabilidade do sistema. Tal topologia também possibilita um

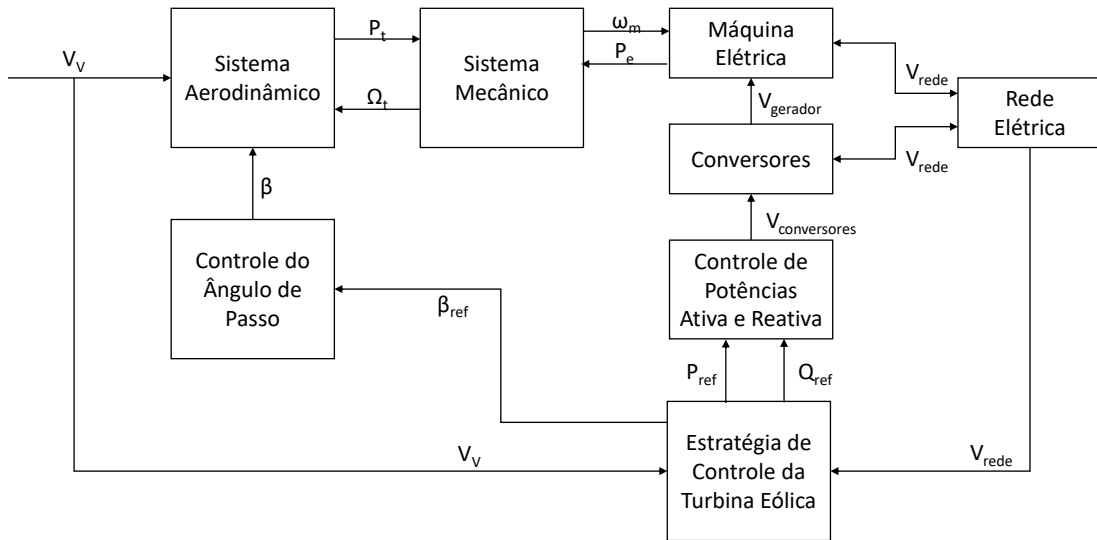
desacoplamento parcial da rede, proporcionando um maior equilíbrio no balanço entre as potências elétricas e mecânicas do gerador (ACKERMANN, 2005).

Dado que o gerador DFIG é atualmente o modelo amplamente empregado em turbinas eólicas, principalmente nas instalações *onshore* (SIMONETTI; AMORIM; OLIVEIRA, 2018), os detalhes do controle e do seu modelo são apresentados em sequência.

2.2 Controle e Modelagem do DFIG

Na operação de um sistema interconectado, o gerador eólico do tipo DFIG é representado por um modelo típico de máquina de indução, já a sua conexão no SEE requer o uso de um conversor de frequência bidirecional bem como de um sistema de controle da potência ativa e reativa gerada, conforme mencionado anteriormente. A potência mecânica injetada no eixo da máquina pela turbina eólica e as características do sistema aerodinâmico podem ser ajustadas de acordo com a velocidade do vento. Um esquema simplificado dos sistemas envolvidos na conexão de um DFIG na rede são apresentados na Figura 8 disponível em (MORACO, 2020).

Figura 8 – Diagrama de blocos simplificado do controle de uma turbina do tipo DFIG.



Fonte:(MORACO, 2020).

Note por meio desse diagrama de controle que a potência mecânica P_t injetada pela turbina é determinada pelo sistema aerodinâmico a partir da velocidade do vento V_v e da velocidade angular da turbina Ω_t . O controle de ângulo de passo (*Pitch Control*) determina e controla o ângulo β de ataque das pás a partir da referência β_{ref} . O bloco sistema mecânico representa a interação entre a turbina e a máquina elétrica, operando em modo gerador. A máquina elétrica por sua vez possui seu acoplamento com a rede

elétrica determinado pelos conversores, envolvendo as variáveis de velocidade angular da máquina ω_m , a tensão do gerador $V_{gerador}$ e a tensão da rede V_{rede} como entrada e a potência elétrica P_e e a tensão da rede V_{rede} como saídas desse bloco. Já o controle de potência ativa e reativa avalia as referências P_{ref} e Q_{ref} determinadas pela estratégia de controle da turbina, e entrega uma tensão $V_{conversores}$ para os conversores da máquina. Tal estratégia determina a potência de saída a partir da velocidade do vento e da tensão da rede V_{rede} (MORACO, 2020).

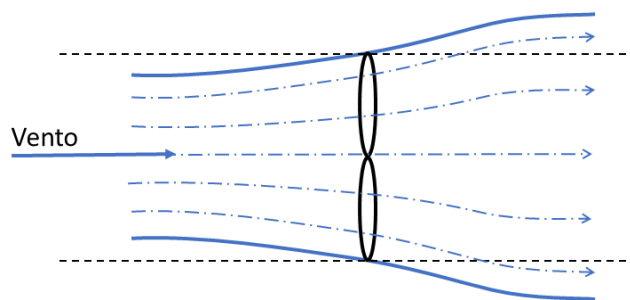
Nesta seção serão apresentadas as modelagens de cada etapa da turbina eólica do tipo DFIG, desde sua aerodinâmica até o controle das potências ativa e reativa. Por fim, é também descrita a modelagem e os controles empregados em sua implementação no *software* ANATEM, o qual é utilizado neste trabalho.

2.2.1 Aerodinâmica das pás

Para que se possa compreender a aerodinâmica de uma turbina com controle de *pitch*, é necessário analisar a aerodinâmica de uma pá individual e, posteriormente, do conjunto completo da turbina.

O objetivo de uma turbina eólica é extrair a velocidade do vento para gerar eletricidade. Dessa forma, as partículas de ar incidentes induzem as pás a rotacionarem em um sentido, por consequência, essa rotação das pás induzem um velocidade nas partículas de ar no sentido contrário ao de rotação das pás, causando o chamado expansão de efeito esteira após a turbina, como visto na Figura 9.

Figura 9 – Expansão do vórtice causada pela turbina.

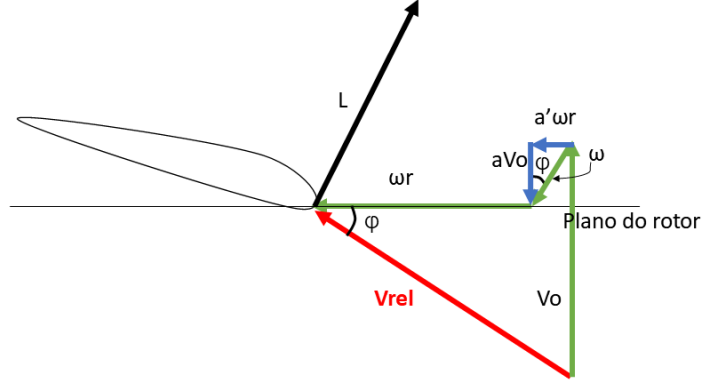


Fonte: autor.

É possível descrever o fluxo na área ao redor da pá em termos do seu triângulo de velocidade. Ao traçar a linha representativa do plano de rotação do rotor, traça-se o vento incidente (V_0) que, como explicitado anteriormente, possui a diminuição de sua velocidade causada pelas pás (a região do vetor V_0 que extrapola o plano do rotor, ou seja, aV_0). Como a turbina se move ao redor do rotor, também haverá um componente cuja velocidade é ωr , sendo ω a velocidade de rotação e r o raio local. Portanto, as componentes a serem descritas além do próprio vento incidente serão uma soma deste ωr

mais este efeito de indução rotacional $a'\omega r$. Então a turbina não enxergará a velocidade do vento incidente completa, mas apenas uma parte dela. Esse diagrama, descrito na Figura 10 é chamado de triângulo de velocidade (HANSEN, 2008).

Figura 10 – Triângulo de velocidade.



Fonte: autor.

Com isso, é possível descrever a potência o fluxo a partir de algumas análises. A mais simples, a teoria unidimensional do momento. Através dela, descreve-se que, para um fato de indução axial a , têm-se a potência extraída (1), a ser descrita mais adiante, em que o termo C_p pode ser descrito como (2).

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_0^3 C_p \quad (1)$$

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (2)$$

O limite máximo teórico para o C_p descrito em 3 e tem seu valor máximo de 59% (SLOOTWEG, 2003).

$$C_{p,opt} = \frac{4}{3} \left(\frac{2}{3} \right)^2 = \frac{16}{27} = 0,59 \quad (3)$$

Ao considerar o efeito rotacional, ou seja, que parte dessa energia é utilizada para rotacionar o rotor, através do fator a' previamente descrito, pode-se considerar a potência através de uma integral do centro do rotor até a ponta da pá R (4), em que as variáveis já são conhecidas com excussão da densidade do ar ρ .

$$P = \int_{r=0}^R 4\pi r^3 \rho a' (1 - a) V_0 \omega^2 dr \quad (4)$$

Dessa forma, C_p passa a ser a integral considerando ambas as induções axiais e rotacionais, além razão de velocidades na ponta da pá λ e a mesma razão para um ponto intermediário da pá x definidos em (6).

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{x=0}^{\lambda} x^3 a'(1-a) dx \quad (5)$$

$$\lambda = \frac{\omega R}{V_0}; x = \frac{\omega r}{V_0} \quad (6)$$

Utilizando o triângulo de velocidade, definido na Figura 10, é possível definir os valores de C_p , a e a' . O ângulo entre o plano do rotor e o vento incidente é chamado de ângulo de fluxo φ , cuja tangente é descrita na equação (7). Como o ângulo φ também pode ser encontrado no triângulo de velocidade menor, também visto na Figura 10, a expressão da tangente de φ também pode ser descrita a partir das componentes deste triângulo $a'\omega r$ e av_0 , processo também visto na equação (7).

$$\tan\varphi = \frac{(1-a)V_0}{(1+a')\omega r} = \frac{a'\omega r}{av_0} \quad (7)$$

Rearranjando as expressões presentes na equação (7) com a definição de x da equação (6), obtêm-se a equação (8)

$$x^2 a'(1+a') - a(1-a) = 0 \quad (8)$$

Dessa forma, objetiva-se otimizar o valor de C_p . Isso pode ser feito ao analisar a equação de C_p (5) para os valores de a e x da equação (8). Com essa análise, C_p é ótimo quando satisfaz as equações (9) e (10).

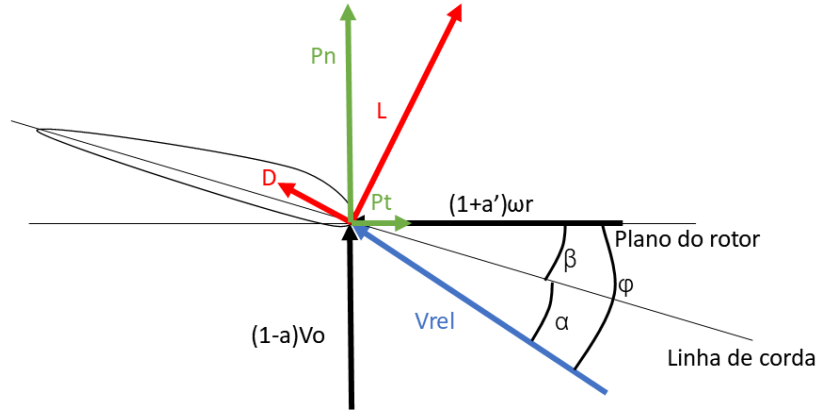
$$a' = \frac{1-3a}{4a-1} \quad (9)$$

$$16a^3 - 24a^2a(9-3x^2) - +x^2 = 0 \quad (10)$$

Dessa forma, ao saber o valor de x , define-se o valor para a que satisfaz a equação (10) e encontra-se, com esses valores, o C_p ótimo na equação (5).

O benefício dessa abordagem é a possibilidade de representar todas as forças desejadas na pá, como descrito na Figura 11. Além da linha de rotação do rotor, traça-se a linha de corda, ou seja, a linha traçada do bordo de ataque ao bordo de fuga, criando o ângulo α em relação ao vento relativo. A força de sustentação, também chamada de *Lift*, L , é perpendicular a esse vento que é responsável por gerar a rotação das pás. Consequentemente a estas há a força de arrasto, *Drag* D , perpendicular ao *Lift* que, juntas, podem ser projetadas no plano do rotor pela componente P_t , que gera a força de rotação da pá, e sua componente normal P_n , que gera a força responsável pelo *Trust*, na direção do vento e que empurra a turbina para trás. Tais forças são descritas na equação (11).

Figura 11 – Forças aplicadas na pá.



Fonte: autor.

$$\begin{cases} V_{rel}^2 = (1-a)^2 V_0^2 + (1+a')^2 \omega^2 r^2 \\ L = \frac{1}{2} \rho c C_L V_{rel}^2; D = \frac{1}{2} \rho c C_D V_{rel}^2 \\ P_n = L \cos \varphi + D \sin \varphi \\ P_t = L \sin \varphi + D \cos \varphi \end{cases} \quad (11)$$

O ângulo α é o objetivo para controle, mas, como não se pode mensurar em tempo real o vento resultante, visto que construtivamente o anemômetro localiza-se atrás das pás, captando um vento já turbulento, traça-se um outro ângulo para fazer o controle indireto, o ângulo β . Esse ângulo entre a linha de corda e o eixo de rotação, como ambas as variáveis são mensuráveis, controla-se o ângulo α indiretamente a partir do ângulo β (HANSEN, 2008).

2.2.2 Aerodinâmica do conjunto

Para determinar a modelagem do sistema aerodinâmico do conjunto, detalhado em (SLOOTWEG, 2003), inicia-se pela potência mecânica máxima extraída do vento (12),

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A V_v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (12)$$

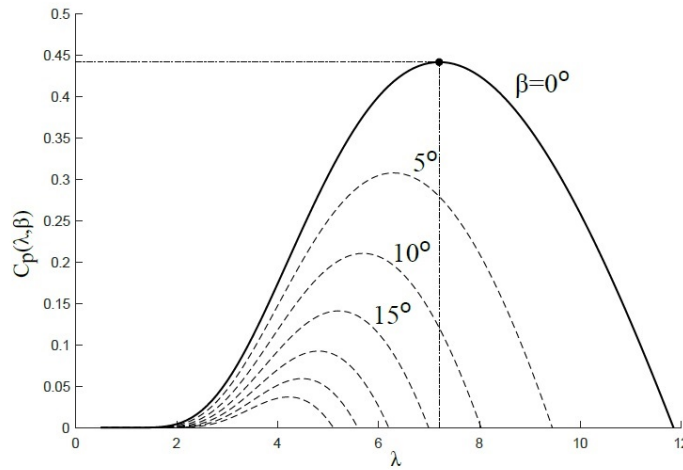
em que A é a área varrida pela turbina. O coeficiente C_p é definido na equação (13), sendo descrito pelos valores dos coeficientes c_i , os quais são parâmetros internos específicos para cada modelo de turbina e por λ_i . Este último é calculado pela equação (14).

$$C_p = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (13)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1} \quad (14)$$

Nas equações (13) e (14), os valores dos coeficientes c_1 até c_8 podem ser obtidos em (SLOOTWEG, 2003). A Figura 12 exibe a curva característica do coeficiente C_p em função de λ para diferentes valores de β . Note que coeficiente de performance atinge o valor máximo $C_{m\acute{a}x}$ quando o ângulo de passo é nulo $\beta = 0$, sendo que o valor de λ no ponto de máximo Coeficiente de performance é denominado como valor ótimo de λ_{opt} . Para maiores valores de β , os valores alcançados para λ e C_p são menores.

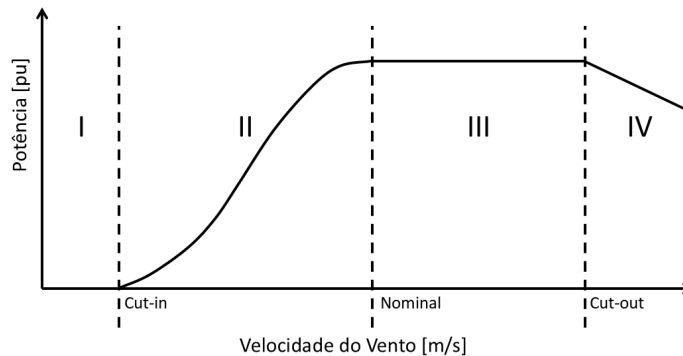
Figura 12 – Coeficiente de Desempenho em Função de λ .



Fonte: (MORACO, 2020).

A operação em relação a velocidade do vento de uma turbina pode ser descrita a partir de quatro pontos de operação, como descrito na chamada curva de potência definida na Figura 13.

Figura 13 – Curva de potência e regiões de operação.



Fonte: adaptada de (SLOOTWEG, 2003).

A região de operação I indica a região em que o vento ainda não é suficiente para gerar um balanço de potência positivo, portanto a turbina não gera energia nessa região. Isso ocorre até atingir a velocidade mínima para um balanço positivo de energia, chamada de velocidade de *cut-in*, normalmente entre 3 e 5 m/s. A partir dessa velocidade, a turbina

entra na zona II, em que o vento é suficiente para gerar energia para a rede, mas ainda não é suficiente para atingir a potência nominal da máquina. Nessa região, o ângulo de *pitch*, e logo o C_p , são otimizados para extrair a máxima capacidade de potência possível, tipicamente com ângulos de ataque baixos e próximos de zero. Ao atingir a velocidade do vento nominal, velocidade a partir da qual o aerogerador fornece sua potência nominal, o ângulo de *pitch* é definido para frear a turbina aerodinamicamente, a fim de injetar sempre a potência nominal da máquina. Essa é a região III, de operação nominal e fica entre 9 e 15 m/s, nessa região os ângulos de *pitch* tendem a ser maiores justamente para frear a turbina até sua velocidade de rotação e potência nominais. Ao atingir a velocidade de *cut-out*, a turbina entra na região de operação IV. Essa velocidade de vento já se torna prejudicial para o aerogerador devido a elevados níveis de cargas mecânicas. A principal estratégia nessa região é diminuir a potência gerada através da redução do torque mecânico, até atingir um ponto acima da suportabilidade da máquina, desligando o aerogerador. Outra estratégia para essa região é simplesmente desligar o aerogerador, sem uma redução gradual da potência, preservando ainda mais o aerogerador. A velocidade de *cut-out* situa-se entre 20 e 25 m/s (SLOOTWEG, 2003).

2.2.3 Mecânica

O sistema mecânico de uma turbina eólica é o *drive train*, que consiste nas massas rotativas e nos eixos de conexão, incluindo um possível sistema de engrenagens. As principais fontes de inércia nesse sistema estão no rotor da turbina e no rotor do gerador, já as engrenagens dentadas da caixa de redução contribuem apenas com uma fração relativamente pequena. Por essa razão, a inércia das engrenagem muitas vezes é negligenciada e apenas a relação de transformação do sistema de engrenagens é incluída (RAMTHARAN et al., 2007).

Para um modelo mecânico detalhado, consideram-se três massas entre esses componentes. Os modos de rotor são definidos em termos de frequência de modo, coeficiente de amortecimento de modo e formas de modo. As frequências e formas dos modos são calculadas com base nas propriedades físicas da pá (distribuições de massa, rigidez e ângulo de torção). A pá, que é afilada e torcida, geralmente é tratada como uma viga em balanço rotativa, onde a massa, rigidez e ângulo de torção variam com a distância da raiz. Para determinar as propriedades dinâmicas da pá, podem ser usadas técnicas de elementos finitos, o que tipicamente leva a um processamento computacional elevado. Por isso, é necessário simplificar a dinâmica do rotor, uma forma de fazê-lo é representar a dinâmica de flexão da pá como um simples sistema de torção. A pá pode ser dividida em duas partes: uma flexível e outra rígida.

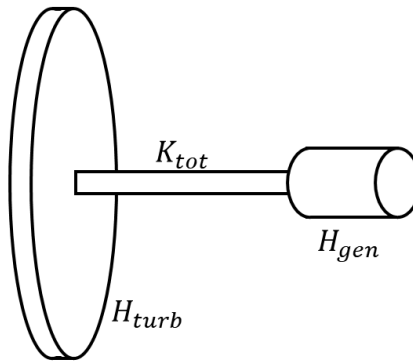
Simplificando o modo do rotor para duas inércias conectadas por molas, o trem de força da turbina pode ser representado por um modelo de três massas. Nesse modelo,

considera-se a inércia da seção flexível da pá, a inércia combinada do *hub* e da seção rígida da pá, e a inércia do gerador (RAMTHARAN et al., 2007).

Para estudos de estabilidade eletromecânica, apenas o eixo de baixa velocidade do *drive-tran* necessita ser incluído. A caixa de engrenagens e o eixo de alta velocidade são assumidos como infinitamente rígidos, ou seja, há uma simplificação do modelo detalhado, considerando o eixo lento, a caixa de engrenagens e as dinâmicas do rotor como uma massa rígida. As frequências de ressonância associadas com caixas de engrenagens e eixos de alta velocidade geralmente ficam fora da largura de banda de frequência estudada em transitórios eletromecânicos (ACKERMANN, 2005).

Assim, o modelo do sistema mecânico resultante é um modelo de duas massas com um eixo de conexão, e todos os elementos de inércia e eixo são referidos ao mesmo lado da caixa de redução, como indicado na Figura 14 (ACKERMANN, 2005).

Figura 14 – Modelo mecânico de duas massas.



Fonte: (ACKERMANN, 2005).

A partir dessa representação, obtêm-se as equações diferenciais do modelo de duas massas utilizado. Essas podem ser observadas na equação (15), onde f é a frequência nominal da rede, T é o torque, γ o deslocamento angular entre as duas extremidades do eixo, ω a frequência, H a constante de inércia e K_s a rigidez do eixo. Os subscritos ωr , m e e representam rotor de turbina eólica, parte mecânica do gerador e parte elétrica do gerador, respectivamente.

$$\begin{cases} \frac{d\omega_{\omega r}}{dt} = \frac{T_{\omega r} - K_s \gamma}{2H_{\omega r}} \\ \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{K_s \gamma - T_e}{2H_m} \\ \frac{d\gamma}{dt} = 2\pi f(\omega_{\omega r} - \omega_m) \end{cases} \quad (15)$$

2.2.4 Modelo Elétrico de uma Máquina de Indução Duplamente Alimentada

De acordo com a teoria de máquinas em corrente alternada (ABAD et al., 2011), o modelo simplificado e idealizado de uma máquina de indução duplamente alimentada (do

inglês, *Doubly Fed Induction Machine* - DFIM) pode ser descrito por três enrolamentos no estator e três enrolamentos no rotor, conforme ilustrado na Figura 15. Esses enrolamentos representam idealmente comportamento de uma máquina real, o que permite derivar um circuito elétrico equivalente, como mostrado na Figura 16.

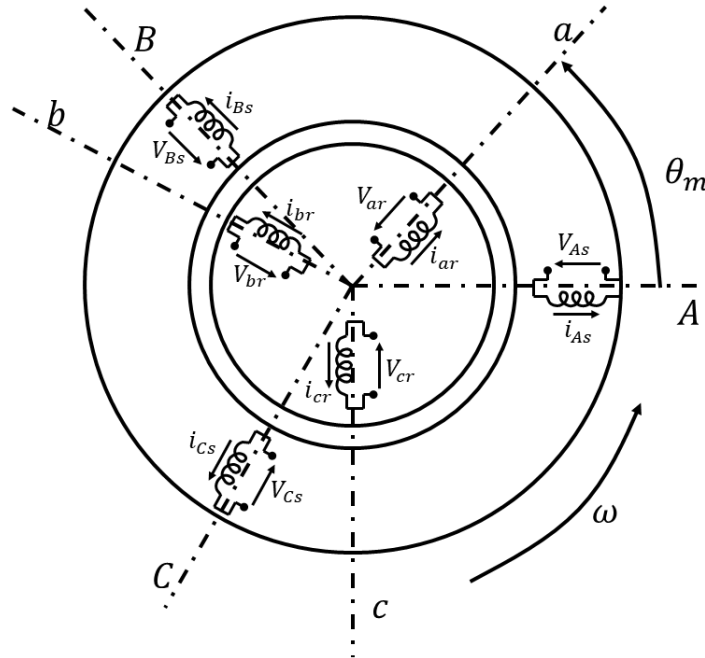
A partir desse modelo idealizado, as tensões instantâneas do estator, corrente e fluxos da máquina podem ser descritos pelas equações (16), (17) e (18), em que R_s é a resistência do estator; $i_{as}(t)$, $i_{bs}(t)$ e $i_{cs}(t)$ são as correntes do estator das fases a, b e c; $v_{as}(t)$, $v_{bs}(t)$ e $v_{cs}(t)$ são as tensões aplicadas no estator; e $\psi_{as}(t)$, $\psi_{bs}(t)$ e $\psi_{cs}(t)$ são os fluxos do estator. As grandezas elétricas do lado do estator, em regime permanente, têm uma frequência angular sinusoidal constante, ω_s , que é a frequência angular imposta pela rede elétrica.

$$v_{as} = R_s i_{as}(t) + \frac{d\psi_{as}(t)}{dt} \quad (16)$$

$$v_{bs} = R_s i_{bs}(t) + \frac{d\psi_{bs}(t)}{dt} \quad (17)$$

$$v_{cs} = R_s i_{cs}(t) + \frac{d\psi_{cs}(t)}{dt} \quad (18)$$

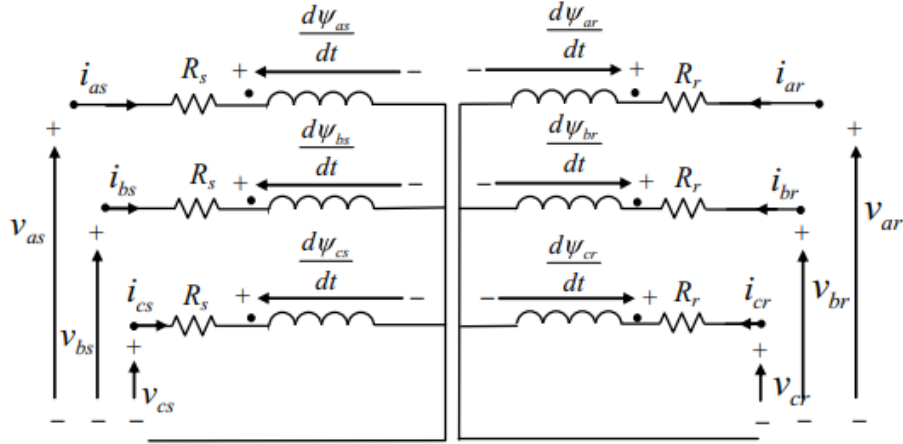
Figura 15 – Enrolamentos trifásicos ideais (estator e rotor) de um DFIM.



Fonte: adaptada de (ABAD et al., 2011).

Analogamente, as magnitudes de tensão por enrolamento para o rotor são descritas nas Equações (19), (20) e (21), em que R_r é a resistência do rotor, $i_{ar}(t)$, $i_{br}(t)$ e $i_{cr}(t)$ são as correntes referenciadas no rotor das fases a, b e c, $v_{ar}(t)$, $v_{br}(t)$ e $v_{cr}(t)$ são as tensões aplicadas no rotor e $\psi_{ar}(t)$, $\psi_{br}(t)$ e $\psi_{cr}(t)$ são os fluxos do rotor. Em condições de

Figura 16 – Enrolamentos trifásicos ideais (estator e rotor) de um DFIM.



Fonte: (ABAD et al., 2011).

operação em regime permanente, as grandezas do rotor têm frequência angular constante, ω_r .

$$v_{ar} = R_r i_{ar}(t) + \frac{d\psi_{ar}(t)}{dt} \quad (19)$$

$$v_{br} = R_r i_{br}(t) + \frac{d\psi_{br}(t)}{dt} \quad (20)$$

$$v_{cr} = R_r i_{cr}(t) + \frac{d\psi_{cr}(t)}{dt} \quad (21)$$

Nesta representação, assume-se um DFIM construído com diferentes números de espiras no estator e rotor, onde a frequência angular do estator (ω_s) é definida pela soma da frequência angular do rotor (ω_r) e a frequência elétrica angular da máquina ω_m , como descrito na equação (22),

$$\omega_r + \omega_m = \omega_s \quad (22)$$

em que a frequência elétrica angular da máquina ω_m é obtida pela velocidade angular mecânica Ω_m e pela relação de pares de polos p da máquina, como expresso em (23).

$$\omega_m = p\Omega_m \quad (23)$$

Lembrando que um parâmetro crucial de uma máquina assíncrona é seu escorregamento, definido pela diferença entre a velocidade síncrona (velocidade do campo magnético) e a velocidade do rotor. No caso de operação em modo gerador, o rotor gira mais rápido que o campo magnético, resultando em um escorregamento negativo. O escorregamento s é definido pela equação (24), onde n_s é a velocidade da rede e n_r a velocidade do rotor.

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \quad (24)$$

As variáveis do rotor (tensões v_r , correntes i_r e fluxos ϕ_r) dependem da variação da velocidade ω_r . Para simplificar a notação, a dependência temporal das grandezas será omitida nas seções seguintes.

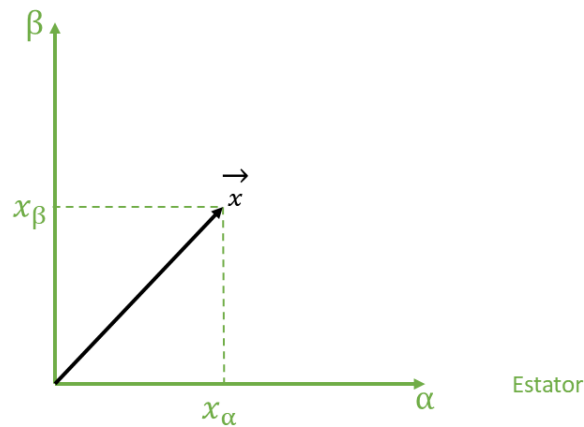
2.2.4.1 Coordenadas de referência e Transformadas

Antes de apresentar os próximos passos da modelagem do DFIM, é necessário compreender as coordenadas de referência que essa modelagem será referenciada. Além disso, para cada alteração de coordenada, será necessária a aplicação de transformadas específicas. Tais coordenadas e transformadas são apresentadas a seguir.

O primeiro par de coordenadas de referência a ser utilizado é o par $\alpha\beta$, fixo, que normalmente é aplicado para a transformação das grandezas do estator. Tal referencial pode ser visto na Figura 17. A teoria de espaços vetoriais a ser utilizada é dada pela equação (25), sendo x a magnitude do vetor escolhido para a transformação (CLARKE, 1943).

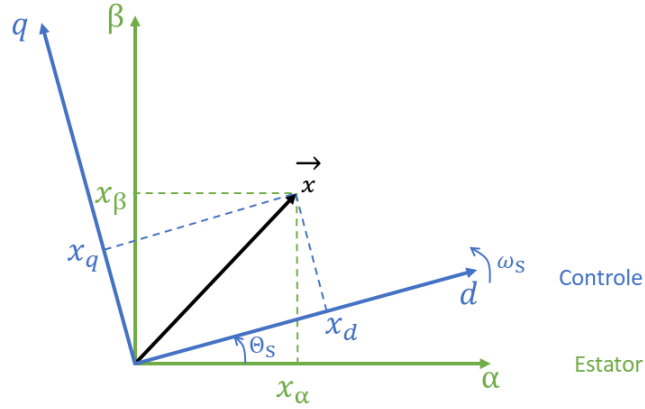
$$\begin{aligned} \vec{x} &= x_\alpha + jx_\beta = \frac{2}{3}(x_a + ax_b + a^2x_c) \\ a &= e^{j(2\pi/3)} \end{aligned} \quad (25)$$

Figura 17 – Coordenadas de referência $\alpha\beta$.



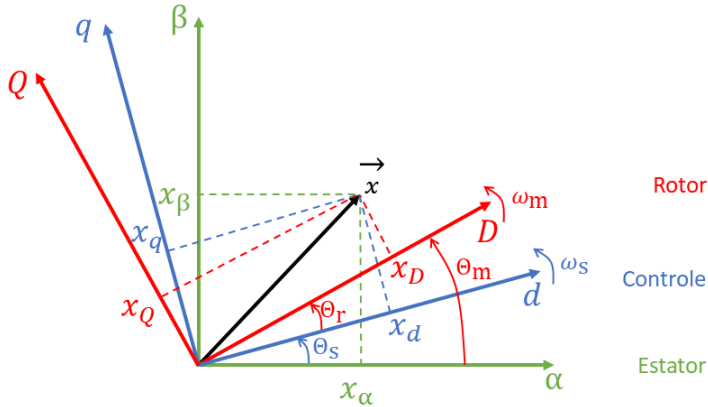
Fonte: autor.

Para máquinas do tipo DFIM, também é comumente utilizado um par de coordenadas girantes, dq , com velocidade ω_s e diferença angular Θ_s em relação ao eixo de referência do $\alpha\beta$. Comumente, a estratégia de controle deste gerador é desenvolvida com suas magnitudes referenciadas neste par de referencias (ABAD et al., 2011). Esse par de coordenadas pode ser visto na Figura 18.

Figura 18 – Coordenadas de referência dq .

Fonte: autor.

Como essa máquina é alimentada através do conversor pelo rotor, que gira a velocidade ω_m , um outro par de coordenadas é utilizado para referenciar as magnitudes do rotor, o par DQ . Tal aplicação de um segundo par de coordenadas não é comumente utilizada em outras máquinas, mas, visto que tensões e correntes são fornecidas e medidas no rotor, tal referencial se torna imprescindível. Esse par de coordenadas gira, por sua vez, com velocidade ω_m e com diferença angular em relação ao par estacionário $\alpha\beta$ de Θ_m , como ilustrado na Figura 19. Θ_r é a diferença angular entre o rotor e o eixo girante dq .

Figura 19 – Coordenadas de referência DQ .

Fonte: autor.

Para que se possa utilizar um modelo equivalente referenciado em duas fases $\alpha\beta$, partindo do modelo trifásico convencional, a transformada presente na equação (26). Já o seu oposto, coordenadas bifásicas para trifásicas, é dada pela equação 27.

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (26)$$

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (27)$$

Com relação as referências girantes dq e DQ , a transformação de coordenada a partir do eixo em $\alpha\beta$ é realizada por meio da equação (28) enquanto sua inversa pode ser calculada pela expressão (29), ambas a partir do ângulo base entre os eixos de transformação.

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\Theta & \sin\Theta \\ -\sin\Theta & \cos\Theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (28)$$

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\Theta & -\sin\Theta \\ \sin\Theta & \cos\Theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} \quad (29)$$

2.2.4.2 Modelo em $\alpha\beta$

As equações diferenciais que representam o modelo do DFIM são derivadas usando a notação de vetor espacial no referencial do estator. Ao multiplicar as equações (16) e (19) por $\frac{2}{3}$, as equações (17) e (20) por $\frac{2}{3}a$, e as (18) e (21) por $\frac{2}{3}a^2$, e em seguida somar as equações resultantes, obtêm-se as equações de tensão do DFIM na forma de vetor espacial. As equações resultantes são representadas abaixo (ABAD et al., 2011).

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} \quad (30)$$

$$\vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} \quad (31)$$

em que $\vec{v}_s^s$, $\vec{i}_s^s$ e $\vec{\psi}_s^s$ são, respectivamente, os vetores espacial de tensão, corrente e fluxo do estator. Já $\vec{v}_r^r$ é o vetor espacial de tensão do rotor, $\vec{i}_r^r$ é o vetor espacial de corrente do rotor e $\vec{\psi}_r^r$ é o vetor espacial de fluxo do rotor. A equação 30 é representada nas coordenadas do estator (referencial $\alpha\beta$), já a equação (31) é representada nas coordenadas do rotor (referencial DQ). Nesta e nas outras seções, os indicativos s e r são, respectivamente, indicações de variáveis referidas ao estator e rotor.

A correlação entre os fluxos e as corrente, na notação em vetores espaciais, é dada nas equações (32) e (33), em que L_s e L_r são as indutâncias do estator e do rotor, respectivamente; L_m é a indutância de magnetização. As indutâncias L_s e L_r estão relacionadas, respectivamente, com a indutância de fuga do estator $L_{\sigma s}$ e a indutância de fuga do rotor $L_{\sigma r}$, de acordo com as equações (34) e (35).

$$\vec{\psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s \quad (32)$$

$$\vec{\psi}_r^r = L_m \vec{i}_s^r + L_r \vec{i}_r^r \quad (33)$$

$$L_s = L_{\sigma s} + L_m \quad (34)$$

$$L_r = L_{\sigma r} + L_m \quad (35)$$

Levando em consideração a teoria de vetores no espaço descrita anteriormente, as equações (32), referida no estator, e (33), referida no rotor, podem ser reescritas respectivamente pelas equações (36) e (37).

$$\vec{\psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m e^{j\Theta_m} \vec{i}_r^r \quad (36)$$

$$\vec{\psi}_r^r = L_m \vec{i}_s^r + L_r \vec{i}_r^r = L_m e^{-j\Theta_m} \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^r \quad (37)$$

Consequentemente, ao referir os vetores espaciais para as coordenadas de referência do estator descrita na subseção 2.2.4.1, ou seja, multiplicando a equação (31) por $e^{j\Theta_m}$, considerando a transformação dada na Equação (38), o modelo do DFIM em $\alpha\beta$ é obtido nas equações (39), (40), (41) e (42), referenciado em coordenadas do estator.

$$\frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} e^{j\Theta_m} = \frac{d(\overbrace{\vec{\psi}_r^r}^{\vec{\psi}_r^s} e^{j\Theta_m})}{dt} - j\omega_m \overbrace{\vec{\psi}_r^r}^{\vec{\psi}_r^s} e^{j\Theta_m} \quad (38)$$

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} \quad (39)$$

$$\vec{v}_r^s = R_r \vec{i}_r^s + \frac{d\vec{\psi}_r^s}{dt} - j\omega_m \vec{\psi}_r^s \quad (40)$$

$$\vec{\psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s \quad (41)$$

$$\vec{\psi}_r^s = L_m \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^s \quad (42)$$

Com isso, o diagrama representativo do modelo em $\alpha\beta$ pode ser visto na Figura 20.

Através das variáveis descritas, é possível obter as potências no lado do rotor e do estator, como descrito nas equações (43), (44), (45) e (46), em que o símbolo * representa o conjugado complexo de um vetor, usado em fasores.

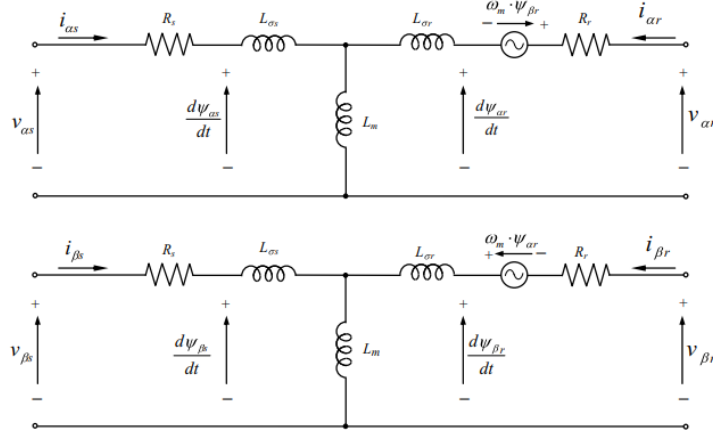
$$P_s = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_s \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (v_{\alpha s} i_{\alpha s} + v_{\beta s} i_{\beta s}) \quad (43)$$

$$P_r = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_r \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} (v_{\alpha r} i_{\alpha r} + v_{\beta r} i_{\beta r}) \quad (44)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_s \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (v_{\beta s} i_{\alpha s} - v_{\alpha s} i_{\beta s}) \quad (45)$$

$$Q_r = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_r \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} (v_{\beta r} i_{\alpha r} - v_{\alpha r} i_{\beta r}) \quad (46)$$

$$(47)$$

Figura 20 – Coordenadas de referência $\alpha\beta$.

Fonte: (ABAD et al., 2011)

Dessa forma, a expressão do torque eletromagnético pode ser determinada pela expressão contida na equação (48).

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \text{Im} \{ \vec{\psi}_s \vec{i}_r^* \} = \frac{3}{2} p (\psi_{\beta r} i_{\alpha r} - \psi_{\alpha r} i_{\beta r}) \quad (48)$$

Ao substituir as equações (41) e (42) na equação (48), o torque eletromagnético pode ser calculado pela expressão contida na equação (49).

$$\begin{aligned} T_{em} &= \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \text{Im} \{ \vec{\psi}_s \vec{i}_r^* \} = \frac{3}{2} p \text{Im} \{ \vec{\psi}_s^* \vec{i}_s \} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} p \text{Im} \{ \vec{\psi}_r^* \vec{i}_s \} = \\ &= \frac{3}{2} p \frac{L_m}{\sigma L_r L_s} \text{Im} \{ \vec{\psi}_r^* \vec{\psi}_s \} = \frac{3}{2} L_m p \text{Im} \{ \vec{i}_s \vec{i}_r^* \} \end{aligned} \quad (49)$$

em que $\sigma = 1 - L_m^2 / L_s L_r$ representa o coeficiente de dispersão e p é a quantidade de pares de polo da máquina. Para simplicidade, o sobrescrito “s” foi omitido do vetor de torque.

2.2.4.3 Modelo em dq

Diferente do obtido anteriormente, as equações diferenciais que representam o DFIM são derivadas utilizando notação de vetores espaciais (fasores). Ao multiplicar as equações (30) e (31) por $e^{-j\Theta_s}$ e $e^{-j\Theta_r}$, respectivamente, as tensões no estator e no rotor são representadas nas equações (50) e (51), onde a representa o vetor referenciado num referencial síncrono.

$$\vec{v}_s^a = R_s \vec{i}_s^a + \frac{d\vec{\psi}_s^a}{dt} + j\omega_s \vec{\psi}_s^a \quad (50)$$

$$\vec{v}_r^a = R_r \vec{i}_r^a + \frac{d\vec{\psi}_r^a}{dt} + j \overbrace{(\omega_s - \omega_m)}^{\omega_r} \vec{\psi}_r^a \quad (51)$$

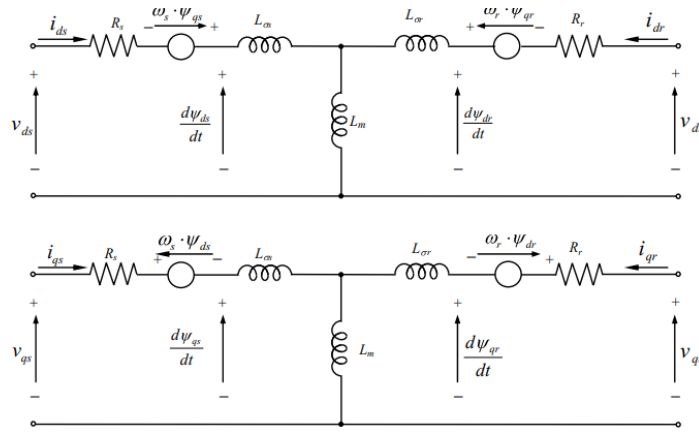
Aplicando a mesma lógica para as equações de fluxo (32) e (33), obtêm-se as equações (52) e (53).

$$\vec{\psi}_s^a = L_s \vec{i}_s^a + L_m \vec{i}_r^a \quad (52)$$

$$\vec{\psi}_r^a = L_m \vec{i}_s^a + L_r \vec{i}_r^a \quad (53)$$

Para tensões de entrada sinusoidais, em regime permanente, as componentes dq das tensões, correntes e fluxos são constantes, diferentes das componentes em $\alpha\beta$, que são magnitudes sinusoidais. Dessa forma, o circuito equivalente do DFIM em coordenadas dq pode ser visto na Figura 21.

Figura 21 – Coordenadas de referência dq .



Fonte: (ABAD et al., 2011)

As expressões para as potências e torque são análogas as descritas em coordenadas $\alpha\beta$, como pode-se observar nas equações (54), (55), (56) e (57) para as potências.

$$P_s = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_s \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (54)$$

$$P_r = \frac{3}{2} \text{Re}\{\vec{v}_r \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) \quad (55)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_s \vec{i}_s^*\} = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \quad (56)$$

$$Q_r = \frac{3}{2} \text{Im}\{\vec{v}_r \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} (v_{qr} i_{dr} - v_{dr} i_{qr}) \quad (57)$$

$$(58)$$

Já o torque é descrito na equação (59).

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \text{Im}\{\vec{\psi}_s \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} (\psi_{qs} i_{dr} - \psi_{ds} i_{qr}) \quad (59)$$

Da mesma maneira, as expressões equivalente presentes na equação (59) se mantém válidas. Novamente, para simplificação, as denotação sobrescritas para os vetores espaciais foram omitidas das expressões de potências e torque.

2.2.4.4 Representação do Modelo $\alpha\beta$ em espaços de estado

A representação em $\alpha\beta$ é bastante utilizada para aplicações em simulações. Para obtê-la, é necessário rearranjar as equações (39), (40), (41) e (42) e utilizar os fluxos como magnitudes em espaços de estado. Tal rearranjo é visto na equação (60).

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \vec{\psi}_s^s \\ \vec{\psi}_r^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \frac{-R_r}{\sigma L_r} + j\omega_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\psi}_s^s \\ \vec{\psi}_r^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \vec{v}_s^s \\ \vec{v}_r^s \end{bmatrix} \quad (60)$$

Ao expandir a expressão para as coordenadas $\alpha\beta$, obtêm-se a expressão contida na equação (61).

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_{\alpha s} \\ \psi_{\beta s} \\ \psi_{\alpha r} \\ \psi_{\beta r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & 0 & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ 0 & \frac{-R_s}{\sigma L_s} & 0 & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{-R_r}{\sigma L_r} & -\omega_m \\ 0 & \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \omega_m & \frac{-R_r}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_{\alpha s} \\ \psi_{\beta s} \\ \psi_{\alpha r} \\ \psi_{\beta r} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{\alpha s} \\ v_{\beta s} \\ v_{\alpha r} \\ v_{\beta r} \end{bmatrix} \quad (61)$$

Alternativamente, pode-se representar o modelo em espaço de estados em variáveis de corrente ao invés de fluxo, a depender do objetivo do modelo. Com isso, sua representação é apresentada na equação 62.

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \vec{i}_s^s \\ \vec{i}_r^s \end{bmatrix} &= \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} -R_s L_r - j\omega_m L_m^2 & R_r L_m - j\omega_m L_m L_r \\ R_s L_m + j\omega_m L_m L_s & -R_r L_s + j\omega_m L_r L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{i}_s^s \\ \vec{i}_r^s \end{bmatrix} \\ &+ \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} L_r & -L_m \\ -L_m & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{i}_s^s \\ \vec{i}_r^s \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (62)$$

Ao expandir a expressão em coordenada $\alpha\beta$, obtêm-se a Equação 63.

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \\ i_{\alpha r} \\ i_{\beta r} \end{bmatrix} &= \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} -R_s L_r & \omega_m L_m^2 & R_r L_m & \omega_m L_m L_r \\ -\omega_m L_m^2 & -R_s L_r & -\omega_m L_m L_r & R_r L_m \\ R_s L_m & -\omega_m L_s L_m & -R_r L_s & -\omega_m L_r L_s \\ \omega_m L_s L_m & R_s L_m & \omega_m L_r L_s & -R_r L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \\ i_{\alpha r} \\ i_{\beta r} \end{bmatrix} \\ &+ \left(\frac{1}{\sigma L_s L_r} \right) \begin{bmatrix} L_r & 0 & -L_m & 0 \\ 0 & L_r & 0 & -L_m \\ -L_m & 0 & L_s & 0 \\ 0 & -L_m & 0 & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{\alpha s} \\ v_{\beta s} \\ v_{\alpha r} \\ v_{\beta r} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (63)$$

Como explicitado, a magnitude escolhida para a representação implicará em diferentes vetores em espaços de estado do modelo.

2.2.4.5 Representação do Modelo dq em espaços de estado

Uma representação em coordenadas dq em espaços de estado é possível de ser obtida rearranjando as equações (50), (51), (52) e (53) e tomando os fluxos como magnitudes em espaços de estado (ABAD et al., 2011). Com isso, obtêm-se o modelo do DFIM pela equação (64).

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \vec{\psi}_s^a \\ \vec{\psi}_r^a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} - j\omega_s & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \frac{-R_r}{\sigma L_r} - j\omega_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\psi}_s^a \\ \vec{\psi}_r^a \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \vec{v}_s^a \\ \vec{v}_r^a \end{bmatrix} \quad (64)$$

Expandindo-a em componentes dq , obtêm-se a equação (65).

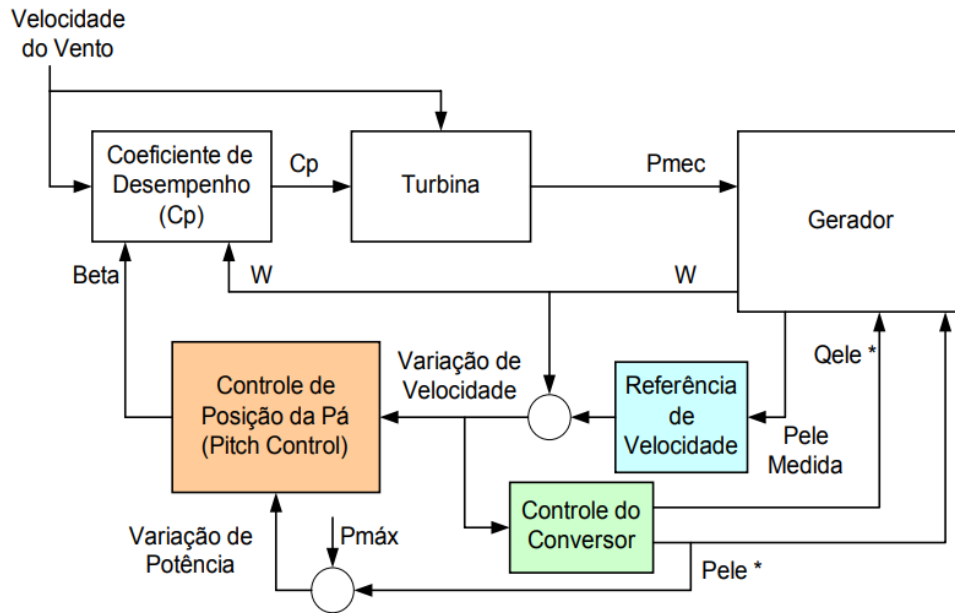
$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_{ds} \\ \psi_{qs} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & \omega_s & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ -\omega_s & \frac{-R_s}{\sigma L_s} & 0 & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{-R_r}{\sigma L_r} & \omega_r \\ 0 & \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & -\omega_r & \frac{-R_r}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_{ds} \\ \psi_{qs} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{qr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} \quad (65)$$

2.3 Modelagem no ANATEM

Para que se possa caracterizar a modelagem da turbina eólica utilizada neste trabalho, é necessário considerar o cenário de estudo e o *software* utilizado. Um estudo de eventos de ordem eletromecânica no *software* ANATEM. Visto isso, uma série de simplificações do modelo apresentado anteriormente podem ser realizadas, obtendo-se um modelo com precisão suficiente para os estudos analisados (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019). A principal característica é a utilização de um modelo compatível com estudos eletromecânicos realizados neste *software*, ou seja, trata-se de um modelo representativo RMS em sequência positiva e frequência fundamental. O sistema de controle aplicado no aerogerador é representado de forma simplificada na Figura 22, seguindo a definição de modelagem de DFIG descrito na Figura 8. A velocidade do vento alimenta o cálculo do coeficiente de desempenho, que, junto com o ângulo de *pitch* das pás, determina a potência mecânica captada pela turbina. Essa potência mecânica aciona bloco do gerador, produzindo como saída as potências elétricas ativa e reativa. O bloco de controle do ângulo de ataque das pás o ajusta para otimizar a captação de energia ou limitar a potência em condições de vento elevado. A velocidade do gerador é comparada com a referência de velocidade, e a diferença resultante é usada pelo controle do conversor para ajustar o funcionamento do gerador. Um laço adicional compara a potência elétrica medida com a potência máxima permitida para influenciar o controle de *pitch*, garantindo operação segura e eficiente.

Alguns aspectos principais do modelo do DFIG bem como dos conversores de frequência são descritos de forma breve nas subseções abaixo. Maiores detalhes podem ser obtidos no manual descrito por Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2024).

Figura 22 – Esquema simplificado do controle do aerogerador disponível no *software* ANATEM.



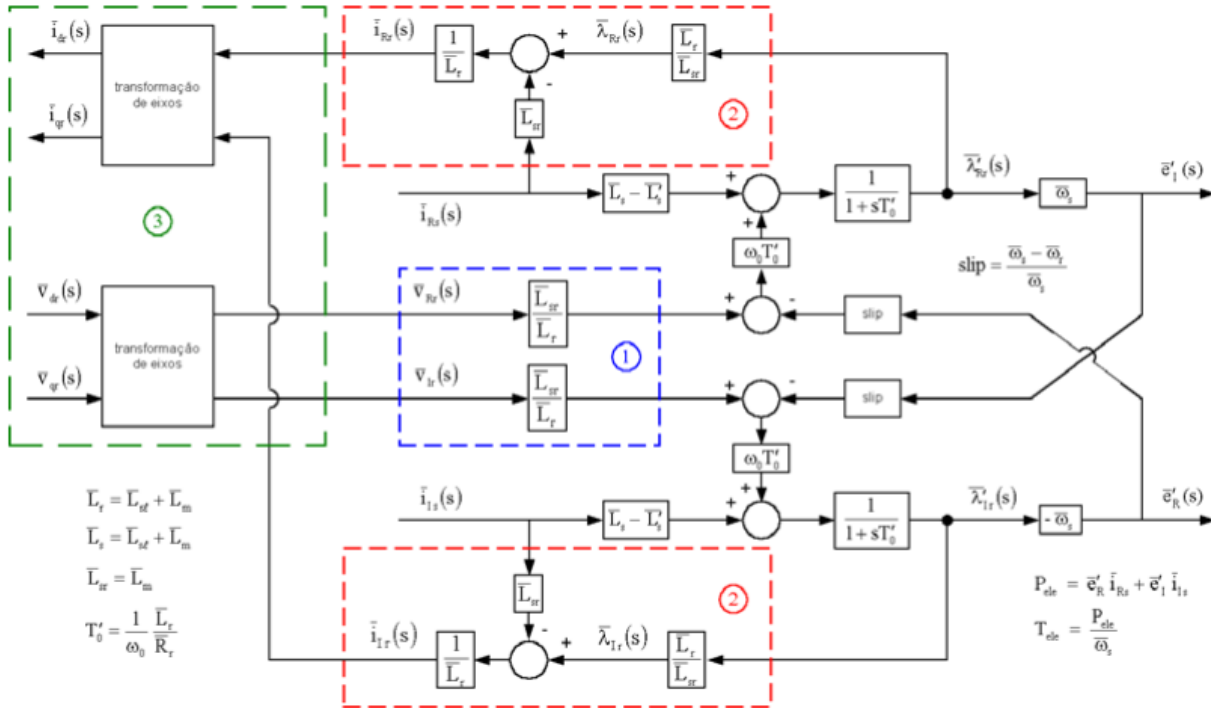
Fonte: (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019).

2.3.1 Modelo do DFIM para transitórios eletromecânicos

O modelo dinâmico do DFIM utilizado para estudos de transitórios eletromecânicos é naturalmente uma simplificação do modelo apresentado na subseção 2.2.4, visto que é necessário simplificar o modelo por questões computacionais e colocá-lo nos moldes definidos pelo *software* ANATEM. A representação da máquina de indução utilizada pode ser observada na Figura 23. Nesta representação, alinha-se o eixo de referência com a referência síncrona do sistema CA, deduzindo as equações de forma a desprezar os transitórios do estator, onde as saídas do modelo $\vec{e}_R$ e $\vec{e}_I$ são as componentes real e imaginária da tensão transitória E' . Ainda assim, visto que trata-se de uma máquina duplamente alimentada, é necessário caracterizar as transformações dos eixos para as coordenadas de referência dq, conforme definido na subseção 2.2.4, e incluir as indutâncias do rotor e estator, todos caracterizados pelos blocos 1, 2 e 3 da Figura 23 (RANGEL et al., 2005).

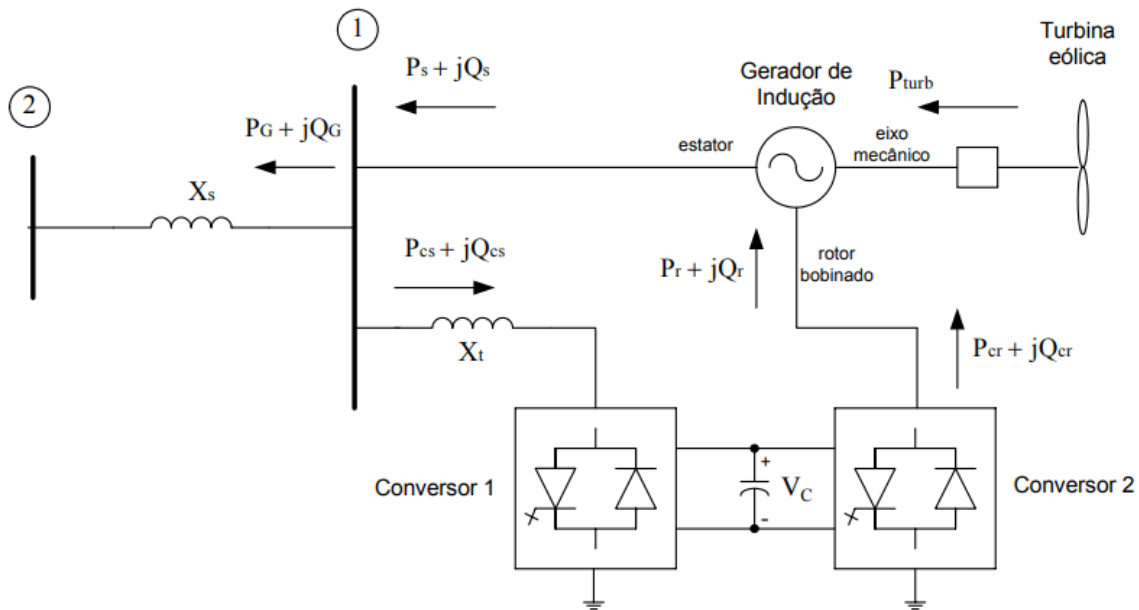
2.3.2 Controle dos Conversores de Interfaceamento

Para os controles presentes nos conversores, parte-se do fluxo de potência no aerogerador presente na Figura 24, onde o conversor 1 é o conversor conectado ao estator (rede) e participa do controle de potência ativa a partir do controle de tensão do capacitor do elo CC e do controle de potência reativa a partir do controle do fator de potência no próprio conversor. Já o conversor 2 é o conversor conectado ao rotor e participa do controle de potência ativa a partir do controle de velocidade (escorregamento) da máquina e do

Figura 23 – Modelo dinâmico do DFIM representado no *software* ANATEM.

Fonte: (RANGEL et al., 2005).

controle de potência reativa a partir do modo selecionado (Q constante, V constante ou fp constante) a partir da defasagem dos sinais dos inversores.

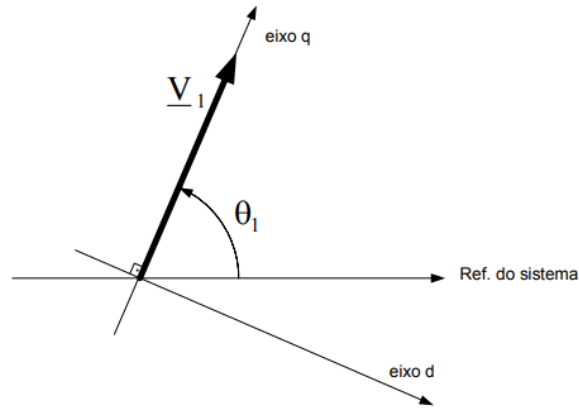
Figura 24 – Fluxo de potência no aerogerador descrito no *software* ANATEM.

Fonte: (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019).

Para o conversor 1 (conectado ao estator), é utilizado o sistema de referências presente na Figura 25, onde a Figura 26 apresenta o controle da componente V_d , que é utilizada para

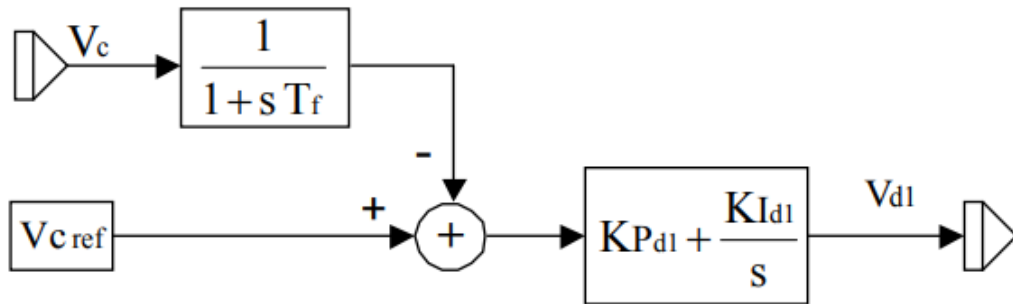
controlar a tensão no capacitor, enquanto a Figura 27 apresenta o controle da componente V_q , utilizada para a potência reativa drenada pelo próprio conversor 1 para o valor zero, atuando como um conversor com fator de potência unitário.

Figura 25 – Referências utilizadas para o conversor 1.



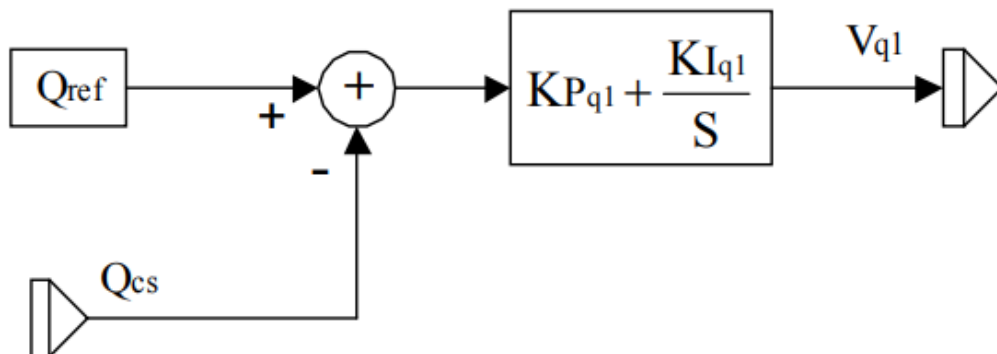
Fonte: (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019).

Figura 26 – Controle da componente V_d do conversor 1.



Fonte: (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019).

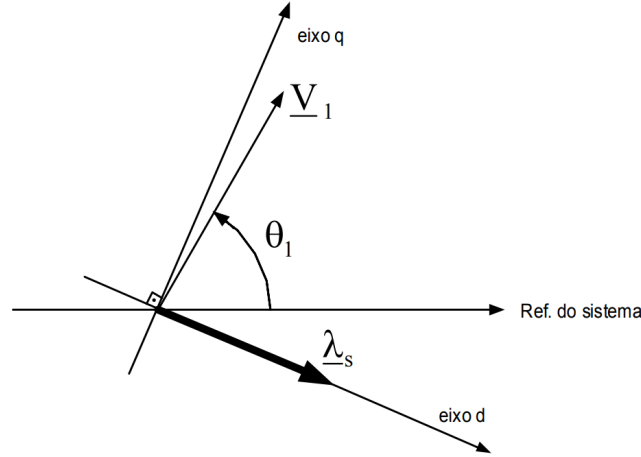
Figura 27 – Controle da componente V_q do conversor 1.



Fonte: (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019).

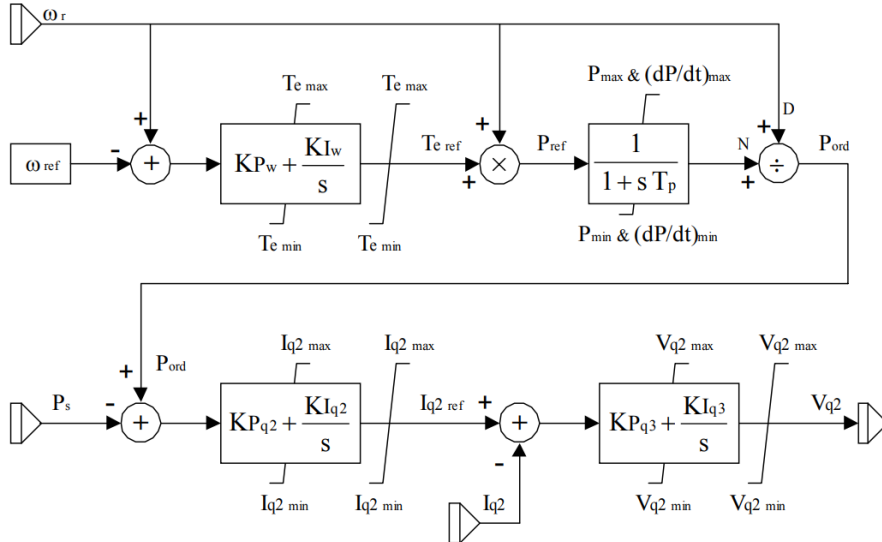
Já para o conversor 2 (conectado ao rotor), é utilizado o sistema de referências presente na Figura 28, onde a Figura 29 apresenta o controle da componente I_q da corrente do rotor ($I_{qr} = I_{q2}$), que é utilizada para controlar a velocidade do rotor, enquanto a Figura 30 apresenta o controle da componente I_d do rotor ($I_{dr} = I_{d2}$), utilizada para controlar a tensão terminal, o fator de potência ou a geração de potência reativa, a depender do modo de controle selecionado.

Figura 28 – Referências utilizadas para o conversor 2.



Fonte: (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019).

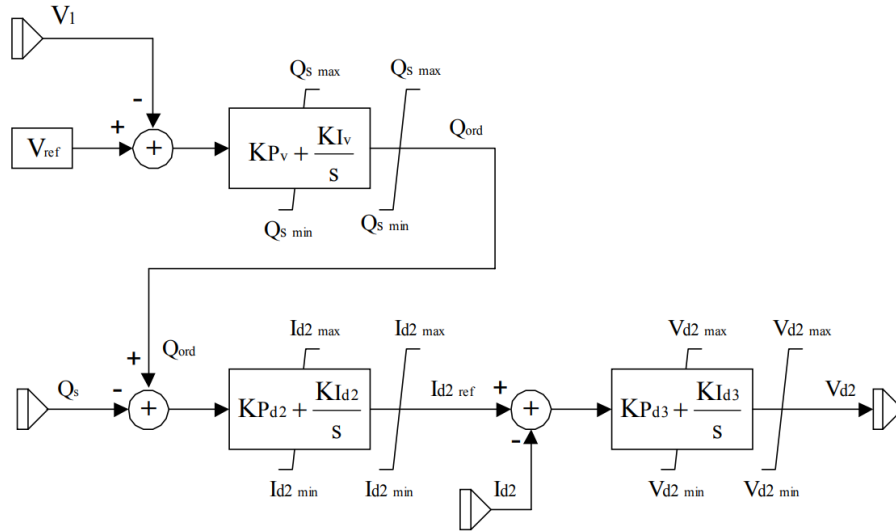
Figura 29 – Controle da componente I_q do conversor 2.



Fonte: (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019).

2.3.3 Sistema de Proteção: *crowbar*

O modelo de aerogerador utilizado apresenta *crowbar*, que atua caso ao menos uma das variáveis extrapole seu limite máximo definido, sendo essas Tensão na barra terminal,

Figura 30 – Controle da componente I_d do conversor 2.

Fonte: (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019).

Tensão no capacitor, Corrente no estator e Corrente no rotor. Após sua atuação, o *crowbar* será desativado caso todas essas variáveis apresentem valores maiores do que as configurações mínimas pré-definidas. Além dessas condições, o tempo de atuação do *crowbar* também é modelado, definindo a atuação da proteção por pelo menos um tempo mínimo configurado, sendo este tempo necessário para o *reset* da proteção, além das variáveis de tensão e corrente citadas.

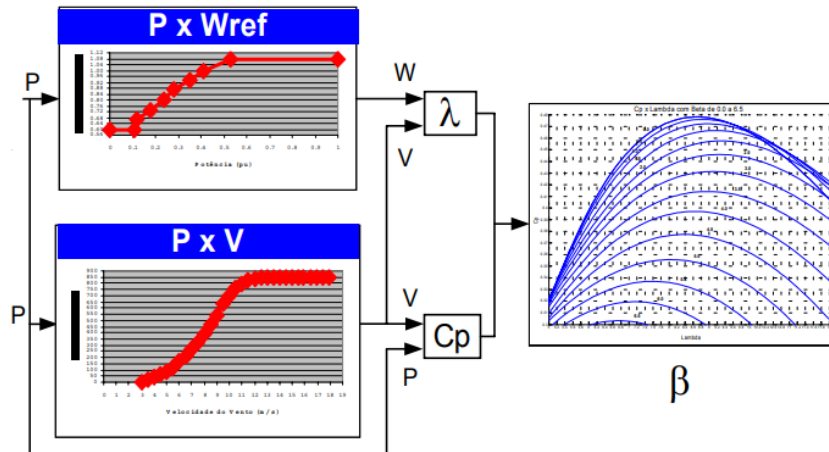
A descrição do *crowbar* e do sistema de proteção modelados é apresentada com o objetivo de detalhar o funcionamento do modelo de aerogerador considerado. No entanto, ressalta-se que a atuação desses sistemas de proteção, como o *crowbar*, introduz não linearidades significativas na dinâmica do sistema. Por esse motivo, tais fenômenos não são contemplados no escopo das análises de estabilidade a pequenas perturbações, as quais se baseiam na linearização do sistema em torno de um ponto de operação de equilíbrio.

2.3.4 Inicialização dos controladores a partir do ponto de Operação

Para a inicialização do modelo, visto que as dinâmicas do *software* ANATEM partem de um ponto de operação já inicializado, a potência a ser fornecida pelo aerogerador deve partir desse mesmo ponto de operação, baseando-se nas relações de parâmetros como densidade do ar, raio das pás, relação de engrenagem do *drive-train*, frequência nominal, número de polos da máquina, potência base, potência total do sistema, número de unidades de aerogeradores, velocidade do vento e velocidade de referência, obtendo a partir destes valores de potência em cada unidade a partir de valores do coeficiente de performance C_p , relação de velocidade na ponta das pás λ e ângulo de ataque β . A partir

das curvas Potência ativa vs Velocidade do vento, Potência ativa vs velocidade de rotação de referência e Coeficiente de performance vs Relação de velocidade na ponta das pás, é possível obter o ângulo de ataque das pás necessário para a determinação do ponto de operação. Tal relação pode ser vista na Figura 31.

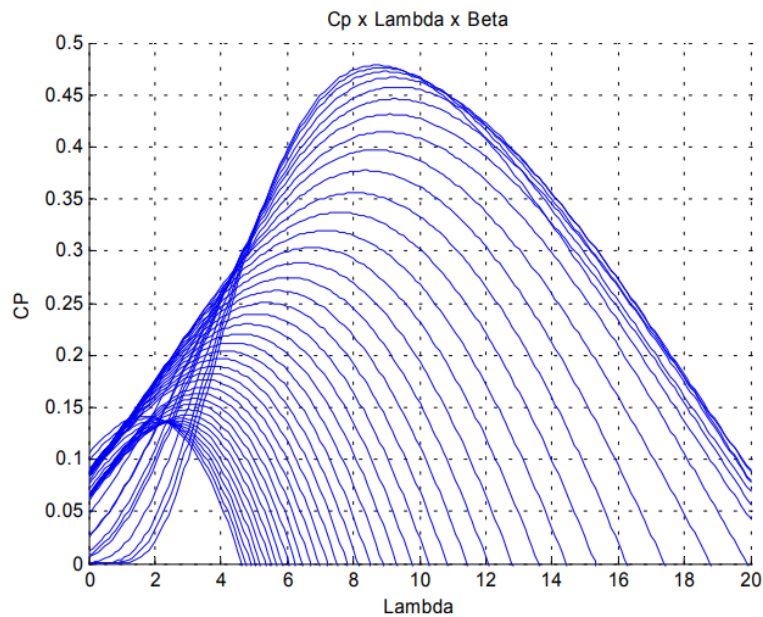
Figura 31 – Obtenção do ponto de operação da turbina a partir das curvas definidas.



Fonte: (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019).

Neste ponto de operação, também são definidos valores únicos de escorregamento s , relação da velocidade na ponta da pá λ e posição de pá β . A Figura 32 apresenta a curva C_p vs λ vs β descrita.

Figura 32 – Curva C_p vs λ vs β .



Fonte: (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2019).

Capítulo 3

Técnicas para Análise da Estabilidade do Ângulo do Rotor a Pequenas Perturbações

Neste capítulo será abordada a fundamentação teórica deste trabalho, passando por linearização do sistema não-linear, resposta no tempo do sistema linearizado, fatores de participação e estudo da estabilidade pelo modelo matemático. Por fim, a abordagem alternativa aplicada para identificação das características modais das oscilações eletromecânica em um sistema com alta penetração de geração eólica é também apresentada, a qual se baseia em um método de estimação modal o Prony.

3.1 Linearização do sistema não-linear

Os SEPs podem ser descritos por meio de um conjunto de equações diferenciais não lineares. Quando o sistema é sujeito a pequenas perturbações, que causam desvios mínimos em relação ao seu estado operacional inicial, essas equações podem ser aproximadas linearmente em torno de um ponto de equilíbrio. Isso permite a aplicação de técnicas de análise linear.

Em um ponto de equilíbrio, todas as variáveis de estado do sistema mantêm valores constantes, que não variam com o tempo. Embora os SEPs estejam sujeitos a flutuações de pequena magnitude de forma contínua, ao avaliar a estabilidade do sistema sob distúrbios, é razoável presumir que o sistema inicialmente opera em um ponto de equilíbrio (KUNDUR; MALIK, 2022).

No estudo da estabilidade em face de pequenas perturbações, considera-se que tais perturbações não desviam o sistema significativamente de seu estado operacional original, ou seja, do ponto de equilíbrio inicial do sistema. Assim, se o sistema opera em torno de um ponto de equilíbrio e as perturbações envolvidas são pequenas, é possível aproximar a dinâmica do modelo não linear pela dinâmica resultante de um modelo linearizado. Este modelo linearizado pode ser considerado uma boa aproximação do modelo não linear quando a análise é realizada dentro de um conjunto limitado de pontos de operação em uma vizinhança arbitrária do ponto de equilíbrio onde a linearização foi realizada (OGATA, 2003).

O método de linearização descrito nesta seção emprega a abordagem de desenvolver uma função não linear por meio de uma série de Taylor centrada em um ponto de equilíbrio. Durante este procedimento, apenas o termo linear da expansão da série de Taylor é considerado, enquanto os termos de ordem superior a 2 são negligenciados. Portanto, para garantir a validade da aproximação, é necessário que as variáveis não se afastem significativamente das condições de operação.

Considerando o seguinte sistema não linear:

$$\begin{aligned}\dot{x}(t) &= f(x(t), u(t), t) \\ x(t_0) &= x_0\end{aligned}\tag{66}$$

em que o vetor $x(t)$ é um vetor de estados e $u(t)$ das entradas do sistemas. Se as derivadas desses estados não são funções explícitas do tempo, o sistema é dado como autônomo, obtendo-se uma simplificação da equação 66 como descrito na equação 67 (KUNDUR; MALIK, 2022).

$$\dot{x} = f(x, u)\tag{67}$$

A saída do sistema, por sua vez, pode ser descrita em função das mesmas variáveis de estado e da entrada do sistema, em que y é o vetor de saída e g o vetor de funções não lineares que relaciona os estados com a entrada do sistema, descritos na equação 68.

$$\begin{aligned}y &= g(x, u) \\ y &= \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix}, g = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_m \end{bmatrix}\end{aligned}\tag{68}$$

Dessa maneira, aproximando as equações 67 e 68 pela série de Taylor e desprezando os termos de segunda ordem e superiores, obtêm-se o modelo em espaços de estados presente na equação 69 (KUNDUR; MALIK, 2022),

$$\begin{cases} \Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \\ \Delta y = C\Delta x + D\Delta u \end{cases}\tag{69}$$

em que A é a matriz de estados, B a matriz de controle ou de entrada, C a matriz de saída e D a matriz de transmissão direta.

As equações descritas em (69) são aplicáveis ao considerar o comportamento dinâmico do sistema próximo ao ponto de equilíbrio onde foi realizada a linearização. Isso ocorre porque, para pequenas variações de $x(t)$, os termos de ordem 2 ou superiores da série de Taylor são substancialmente menores em comparação com os outros termos da série, podendo ser negligenciados. Assim, o modelo é válido somente quando as trajetórias do sistema não linear permanecem próximas ao ponto de equilíbrio. Esta é uma limitação significativa da abordagem de linearização por expansão em série, pois a região local na qual a análise é válida depende da precisão necessária para o estudo em questão, podendo ser muito restrita em casos que exigem alta precisão (EDWARDS et al., 2000).

3.2 Estudo da estabilidade a pequenas perturbações

Uma vez que o modelo esteja linearizado, é possível utilizar técnicas de análise de sistemas lineares. Um aspecto crucial desse estudo é a análise modal, a qual envolve a decomposição das equações dinâmicas em modos de oscilação, cada um associado a uma frequência. Identificar os modos dominantes é essencial, pois são esses que possuem maior influência na estabilidade do sistema. Isso é frequentemente feito através de técnicas de análise espectral, principalmente pela análise de autovalores da matriz A do sistema (KUNDUR; MALIK, 2022).

3.2.1 Autovalores, Autovetores e Matrizes Modais

Os autovalores de uma matriz são dados pelos valores do parâmetro escalar λ para os quais existem soluções não triviais, ou seja, diferente de $\phi = 0$, para a equação (70),

$$A\phi = \lambda\phi \quad (70)$$

em que A é uma matriz $n \times n$ (real para um sistema físico como um SEE) e ϕ um vetor $n \times 1$ (KUNDUR; MALIK, 2022).

Para encontrar os autovalores, a equação (71) pode ser descrita.

$$(A - \lambda I)\phi = 0 \quad (71)$$

Para uma solução não trivial, a equação (72) é utilizada.

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (72)$$

A expansão do determinante fornece a equação característica. As n soluções de $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ são autovalores de A , que podem ser reais ou complexos. Se A for real, autovalores complexos sempre ocorrem em pares conjugados.

Para qualquer autovalor λ_i , o vetor coluna de ordem n que satisfaz a equação (70) é chamado de autovetor a direita de A associado a esse autovalor λ_i , resultando na equação (73).

$$A\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (73)$$

Portanto, esse autovetor ϕ_i tem forma descrita na equação (74).

$$\phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (74)$$

Como a equação (71) é homogênea, $k\phi_i$, sendo k um escalar, também é solução. Dessa forma, os autovetores definem direções no espaço de estados que são invariantes à transformação linear descrita pela matriz A .

Portanto, o vetor linha de ordem n ψ_i que satisfaz a equação (75) é chamado de autovetor a esquerdo associado ao autovalor λ_i .

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (75)$$

Os autovetores a esquerda e a direita correspondentes a diferentes autovalores (λ_i diferente de λ_j) são ortogonais, ou seja, satisfazem a equação (76).

$$\psi_j \phi_i = 0 \quad (76)$$

No entanto, caso os autovetores correspondam ao mesmo autovalor λ_i , os mesmos satisfazem a equação (77),

$$\psi_i \phi_i = C_i \quad (77)$$

em que C_i é uma constante diferente de zero.

Como os autovetores são determinados apenas dentro de um multiplicador escalar, é possível normalizar esses vetores para satisfazer a equação (78), simplificando seu uso (KUNDUR; MALIK, 2022).

$$\psi_i \phi_i = 1 \quad (78)$$

Para expressar as propriedades dos autovalores da matriz A de forma sucinta, é conveniente introduzir as matrizes presentes nas equações (79) e (80).

$$\Phi = [\phi_1 \ \phi_2 \ \dots \ \phi_n] \quad (79)$$

$$\Psi = [\psi_1^T \ \psi_2^T \ \dots \ \psi_n^T]^T \quad (80)$$

Λ é a matriz diagonal, com autovalores $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ sendo os elementos da diagonal. Cada uma das matrizes descritas é $n \times n$. Em termos dessas matrizes, as equações (73) e (78) podem ser expandidas conforme as equações (81) e (82).

$$A\Phi = \Phi\Lambda \quad (81)$$

$$\Psi\Phi = I \quad \Psi = \Phi^{-1} \quad (82)$$

Através da equação (81), obtêm-se a equação (83)

$$\Phi^{-1}A\Phi = \Lambda \quad (83)$$

3.2.2 Resposta Livre do Sistema Dinâmico

Como pode ser visto na equação (69), a resposta livre, ou seja, com entrada nula, é dada pela equação (84) (KUNDUR; MALIK, 2022).

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x \quad (84)$$

Equações derivadas diretamente de considerações físicas nem sempre são ideais para análise do movimento, pois envolvem acoplamento entre variáveis de estado, o que dificulta identificar quais parâmetros realmente afetam o comportamento do sistema. Para simplificar a análise e eliminar tal acoplamento, uma mudança de variáveis através de uma transformação para z utilizando Φ , a matriz modal de A definida na equação (79) pode ser vista na equação (85).

$$\Delta x = \Phi z \quad (85)$$

Substituindo a equação (85) por Δx na equação de estados (84), obtêm-se a equação (86), podendo ser reescrita da forma presente na equação (87).

$$\Phi\dot{z} = A\Phi z \quad (86)$$

$$\dot{z} = \Phi^{-1}A\Phi z \quad (87)$$

Tal equação (86) pode então ser descrita em termos da equação (83), gerando a equação (88). A vantagem de utilizá-la neste formato é o fato de Λ ser uma matriz diagonal, enquanto que A , em geral, não é diagonal.

$$\dot{z} = \Lambda z \quad (88)$$

Portanto, a equação (88) representa n equações de primeira ordem desacopladas pelo efeito da transformação presente na equação (85), como exemplificado na equação (89)

$$\dot{z} = \lambda_i z_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (89)$$

A equação (88) pode, portanto, ter sua resposta temporal descrita pela equação (90), em que $z_i(0)$ é o valor inicial de z_i .

$$z_i(t) = z_i(0)e^{\lambda_i t} \quad (90)$$

Sabendo-se que a resposta temporal em termos do vetor de estados com a transformação dada pela equação (85) é dada pela equação (91), a equação (90) pode ser descrita pela equação (92).

$$\Delta x(t) = \Phi z(t) = [\phi_1 \phi_2 \dots \phi_n] \begin{bmatrix} z_1(t) \\ z_2(t) \\ \vdots \\ z_n(t) \end{bmatrix} \quad (91)$$

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^n \phi_i z_i(0) e^{\lambda_i t} \quad (92)$$

Pelo primeiro termo da equação (92), obtêm-se que $z(t) = \Phi^{-1} \Delta x(t)$, que por sua vez, equivale a $\Psi \Delta x(t)$. Tal condição implica na equação temporal (93), que por sua vez, tem sua componente em $t = 0$ descrita pela equação (94).

$$z_i(t) = \psi_i \Delta x(t) \quad (93)$$

$$z_i(0) = \psi_i \Delta x(0) \quad (94)$$

Pode-se utilizar o termo c_i como o produto escalar $\psi_i \Delta x(0)$, o qual representa a magnitude da excitação do i -ésimo modo, resultante das condições iniciais. Utilizar c_i torna, assim, possível reescrever a equação (92) em forma vista na equação (95), em que i representa cada variável de estado. Tal equação fornece, a final, a expressão temporal da resposta livre do sistema em termos dos autovalores e dos autovetores à direita e à esquerda. Dessa forma, a resposta livre, ou resposta às condições iniciais, é dada por uma combinação linear de n modos dinâmicos correspondentes aos n autovalores da matriz.

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^n \phi_i c_i e^{\lambda_i t} \quad (95)$$

Se as condições iniciais estiverem ao longo do j -ésimo autovetor, os produtos escalares $\psi_i \Delta x(0)$ para todos os $i \neq j$, serão zero. Portanto, apenas o modo j será excitado. Se o vetor que representa a condição inicial não for um autovetor, ele pode ser representado como uma combinação linear dos n autovetores. A resposta do sistema será, portanto, a soma das n respostas. Se a componente ao longo de um determinado autovetor nas

condições iniciais for zero, o modo correspondente não será excitado (KUNDUR; MALIK, 2022).

3.2.3 Autovalores e Estabilidade

A característica dependente do tempo de um modo correspondente a um autovalor λ_i é dada por $e^{\lambda_i t}$. Portanto, a estabilidade do sistema é determinada pelos autovalores pode ser caracterizada por um autovalor real ou complexo.

Um autovalor real corresponde a um modo não oscilatório. Um autovalor real negativo representa um modo com decaimento. Quanto maior sua magnitude, mais rápido é o decaimento. Um autovalor real positivo representa instabilidade aperiódica. Os autovetores associados a autovalores reais também são reais.

Já autovalores complexos ocorrem em pares conjugados, sendo que cada par corresponde a um modo oscilatório. Os autovetores associados também terão valores complexos. O componente real desses autovalores fornece o fator de amortecimento, e o componente imaginário fornece a frequência de oscilação. Uma parte real negativa representa uma oscilação amortecida, enquanto uma parte real positiva representa uma oscilação de amplitude crescente. Assim, para um par complexo de autovalores $\lambda = \sigma \pm j\omega$ a frequência de oscilação em Hz é dada por $f = \frac{\omega}{2\pi}$.

Isso representa a frequência real ou amortecida. O fator de amortecimento é dado pela equação (96)

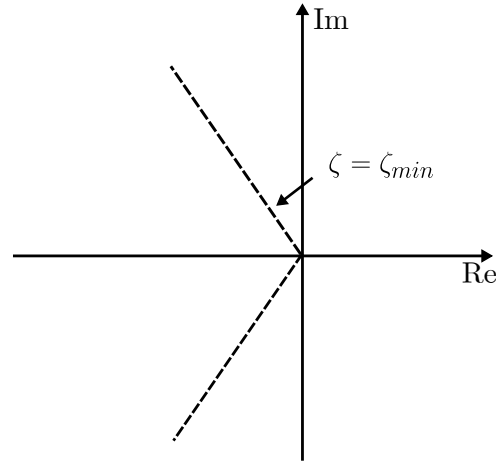
$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (96)$$

O fator de amortecimento ζ determina a taxa de decaimento da amplitude da oscilação. A constante de tempo de decaimento da amplitude é dada por $1/|\sigma|$ (KUNDUR; MALIK, 2022).

Para um sistema considerado estável garantindo a segurança do sistema, caracteriza-se um mínimo valor de $\zeta = 5\%$. A representação gráfica em eixos real vs imaginário pode ser visto na Figura 33 (FERNANDES, 2017).

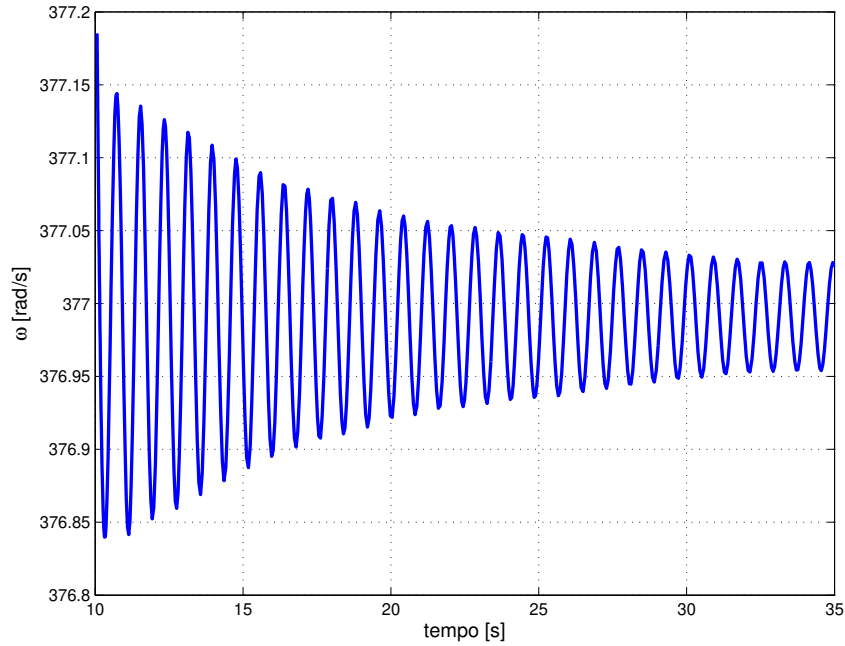
A título de ilustração, na Figura 34, é possível visualizar a resposta temporal da velocidade angular do rotor de uma máquina síncrona quando esta é caracterizada pela presença da oscilação eletromecânica mal amortecida. É importante pontuar que esse sinal de saída pode ser excessivamente oscilatório, conduzindo a variações intoleráveis do módulo e ângulo da tensão no sistema. Essa situação pode comprometer também na qualidade da energia entregue ao consumidor.

Figura 33 – Fator de amortecimento mínimo representado graficamente.



Fonte:(FERNANDES, 2017)

Figura 34 – Velocidade angular do rotor quando o polo associado apresenta baixo fator de amortecimento.



Fonte:(FERNANDES, 2017).

3.2.4 Mode Shape, Sensibilidade e Fator de Participação

Mode Shape, Sensibilidade e Fator de Participação são conceitos fundamentais para a análise dos modos oscilatório de um sistema submetido a pequenas perturbação (KUNDUR; MALIK, 2022). Nesta subseção, cada um desses conceitos será descrito.

3.2.4.1 Mode Shape

Retornando aos termos Δx e Δz descritos nas equações (91) e (93), as variáveis $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$ são as variáveis de estado originais selecionadas para representar o desempenho dinâmico do sistema. As variáveis $z_1, z_2, \dots, z_n$ são as variáveis de estado transformadas, de forma que cada variável está associada a apenas um modo. Em outras palavras, as variáveis transformadas z estão diretamente relacionadas aos modos de oscilação do sistema (KUNDUR; MALIK, 2022).

Observa-se pela equação (91) que o autovetor à direita fornece o *Mode Shape*, ou seja, a atividade relativa das variáveis de estado quando um determinado modo é excitado. Por exemplo, o grau de participação da variável de estado x_k no i -ésimo modo é dado pelo elemento ϕ_{ki} do autovetor à direita ϕ_i .

As magnitudes dos elementos de ϕ_i indicam o grau de participação das n variáveis de estado no i -ésimo modo, enquanto os ângulos dos elementos fornecem os deslocamentos de fase das variáveis de estado em relação ao modo i .

Conforme mostrado na equação (93), o autovetor à esquerda ψ_i indica qual combinação das variáveis de estado originais exibe apenas o i -ésimo modo. Assim, o k -ésimo elemento do autovetor à direita ϕ_i indica a atividade da variável x_k sobre o i -ésimo modo. O k -ésimo elemento do autovetor à ψ_i indica a contribuição dessa atividade sobre o i -ésimo modo.

3.2.4.2 Sensibilidade

Derivando a equação (75), que define os autovalores e autovetores, em relação ao elemento a_{kj} , elemento de A da k -ésima linha e j -ésima coluna, obtêm-se a equação (97) (KUNDUR; MALIK, 2022).

$$\frac{\partial A}{\partial a_{kj}}\phi_i + A\frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}}\phi_i = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}}\phi_i + \lambda_i\frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}} \quad (97)$$

Visto que $\psi_i\phi_i = 1$ e $\psi_i(A - \lambda_i I) = 0$, ao multiplicar a equação (97) à esquerda por ψ_i , é possível simplificá-la para a equação (98).

$$\psi_i\frac{\partial A}{\partial a_{kj}}\phi_i = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \quad (98)$$

Todos os elementos da matriz $\partial A/\partial a_{kj}$ são zero, exceto o elemento na k -ésima linha e j -ésima coluna, que é igual a 1. Dessa forma, a equação (99) é descrita.

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \psi_{ik}\phi_{ji} \quad (99)$$

A sensibilidade do autovalor λ_i em relação ao elemento a_{kj} da matriz de estados é, portanto, igual ao produto do elemento do autovetor à esquerda ψ_{ik} e do elemento do autovetor à direita ϕ_{ji} .

3.2.4.3 Fator de Participação

Uma desvantagem em utilizar os autovetores à direita e à esquerda individualmente para identificar a relação entre os estados e os modos é o fato de os elementos dos autovetores serem dependentes das unidades e escalas associadas com as variáveis de estado. Como solução, a matriz de participação P , vista na equação (100), é proposta para associar as variáveis de estado e os modos combinando os autovetores à esquerda e à direita (VERGHESE; PEREZ-ARRIAGA; SCHWEPPE, 1982), em que cada elemento p_i é definido pela equação (101)

$$P = [p_1, p_2, \dots, p_n] \quad (100)$$

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i}\psi_{i1} \\ \phi_{2i}\psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni}\psi_{in} \end{bmatrix} \quad (101)$$

O elemento $p_{ki} = \phi_{ki}\psi_{ik}$ é determinado como fator de participação, o qual indica a participação relativa da k -ésima variável de estado no i -ésimo modo e vice-versa (VERGHESE; PEREZ-ARRIAGA; SCHWEPPE, 1982).

Como ϕ_{ki} mede a atividade da variável x_k no i -ésimo modo e ψ_{ik} pesa a contribuição dessa atividade para o mesmo modo, o produto p_{ki} representa a participação da variável de estado no modo. O efeito de multiplicar os elementos dos autovetores à esquerda e à direita também é de tornar tal medida adimensional, ou seja, independente das unidades utilizadas para as variáveis de estado.

Em relação a normalização do autovetor, a soma dos fatores de participação associados a qualquer modo $\sum_{i=1}^n p_{ki}$ ou a qualquer variável de estado $\sum_{k=1}^n p_{ki}$ é igual a 1.

Além disso, é possível notar pela equação (99) que o fator de participação p_{ki} é igual a sensibilidade do autovalor λ_i em relação ao elemento diagonal a_{kk} da matriz de estados A , levando à equação (102)

$$p_{ki} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kk}} \quad (102)$$

Os fatores de participação são geralmente indicativos da participação relativa aos respectivos estados de cada modo (KUNDUR; MALIK, 2022).

Finalmente, o estudo da estabilidade a pequenas perturbações envolve simulações para verificar a eficácia das estratégias propostas. Essas simulações são cruciais para garantir que o sistema opere de maneira estável e confiável em condições normais e diante de perturbações. Em alguns casos, são realizados testes em tempo real em sistemas reais ou protótipos para validar ainda mais a eficácia das estratégias de controle propostas.

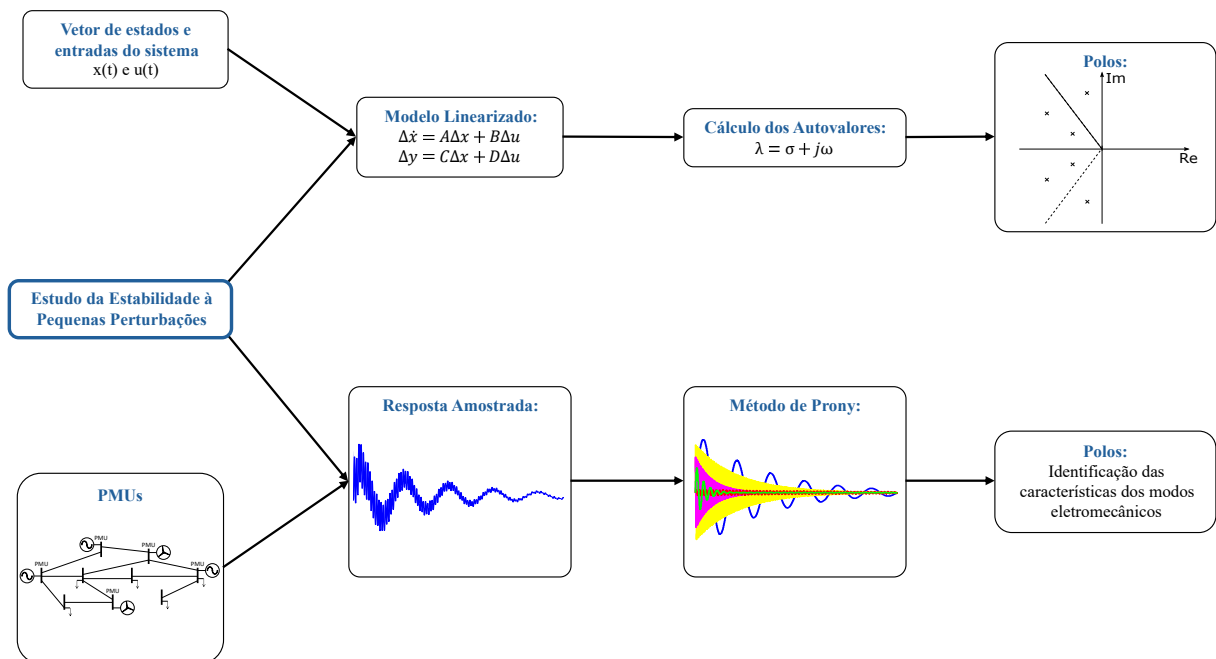
3.3 Técnica de Estimação Modal: Método de Prony

Em muitos casos onde não é possível ou que não haja informações suficientes para a análise modal, é necessário estimar os modos do sistema a partir de dados experimentais ou simulações. Para isso, são aplicadas técnicas de estimação modal, que podem envolver métodos de identificação de sistemas baseados em dados.

A resposta dinâmica do sistema pode ser classificada em duas categorias: transitória e ambiente. A resposta transitória ocorre após um distúrbio, como curto-circuitos, enquanto a resposta ambiente está associada às variações normais de operação do sistema, como mudanças diárias de carga. O *ringdown analysis*, uma categoria bem estabelecida na ciência, trabalha com a porção transitória dos dados de saída, assumindo que a perturbação é suficiente para estimular os modos eletromecânicos, mas não tão grande a ponto de excitar as dinâmicas não lineares do sistema. O método de Prony é amplamente utilizado nesta categoria para a análise de estimação modal (FERNANDES, 2017).

Para ilustrar a aplicação prática desse procedimento, a Figura 35 compara a obtenção dos polos do sistema por meio do método clássico e pela estimação via método de Prony. Enquanto a abordagem tradicional depende diretamente do modelo matemático completo do sistema, o método de Prony utiliza exclusivamente dados medidos, tipicamente uma resposta transitória, para ajustar uma série de exponenciais amortecidas que representam os modos dinâmicos.

Figura 35 – Obtenção dos polos do sistema por meio do método clássico e pela estimação via método de Prony.



Fonte: autor.

A equação (69) e seu sistema matricial pode ser rearranjado de algumas maneiras a

depende do objetivo, sendo que cada elemento x_k de $x(t)$ pode ser definido pela equação (103) (KUNDUR et al., 2004).

$$x_i(t) = \sum_{i=1}^n r_i x_{k0} e^{\lambda_i t} = \sum_{i=1}^n a_i e^{\sigma_i t} \cos(\omega_i t + \Theta_i) \quad (103)$$

O método de Prony é projetado para estimar diretamente os parâmetros para os termos exponenciais da equação (103), ajustando uma função a um registro observado para $y(t)$. Ao fazer isso, também pode ser necessário modelar *offsets*, tendências, ruído e outros efeitos estranhos no sinal. O método de Prony é um método polinomial no sentido de que inclui o processo de encontrar as raízes de um polinômio característico.

Sendo o registro para $y(t)$ consistente em N amostras $y(t_i)$ uniformemente espaçadas por Δt . A notação é simplificada se a equação (103) for reformulada em forma exponencial, conforme descrito na equação (104),

$$\hat{y}(t) = \sum_{i=1}^n A_i e^{\sigma_i t} \cos(\omega_i t + \Theta_i) \quad (104)$$

em que n é o número de modos determinado, sendo cada um definido por i . Ao final, com esse método é possível determinar o sinal a partir dessa soma de senóides amortecidas (KUNDUR et al., 2004). A_i refere-se a amplitude do sinal, σ_i a taxa de decaimento, ω_i a frequência angular e θ_i o ângulo de fase.

Assumindo a janela amostral T_s , a equação (104) pode ser transformada para o domínio z conforme descrito na equação (105), em que $z_i = e^{\lambda_i T_s}$ (PAPADOPOULOS et al., 2015).

$$\hat{y}[k] = \hat{y}[kT_s] = \sum_{i=1}^n B_i z_i^k \quad (105)$$

O n número de equações presentes na equação (105) podem ser expressas de acordo com a equação (106).

$$\begin{bmatrix} z_1^0 & z_2^0 & \dots & z_n^0 \\ z_1^1 & z_2^1 & \dots & z_n^1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ z_1^{N-1} & z_2^{N-1} & \dots & z_n^{N-1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ \vdots \\ B_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y[0] \\ y[1] \\ \vdots \\ y[N-1] \end{bmatrix} \quad (106)$$

Portanto, o polinômio característico $F(z)$ com raízes z_i é definido pela equação (107), em que os coeficientes desconhecidos a_i serão identificados pelo conjunto amostral.

$$F(z) = \prod_{i=1}^n (z - z_i) = z^n - (a_1 z^{n-1} + a_2 z^{n-2} + \dots + a_n z^0) \quad (107)$$

Com os dados amostrais selecionados, é possível construir um modelo de predição em tempo discreto conforme definido na equação (108).

$$\begin{bmatrix} y[n] \\ y[n+1] \\ \vdots \\ y[N-1] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y[n-1] & y[n-2] & \cdots & y[0] \\ y[n] & y[n-1] & \cdots & y[1] \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ y[N-2] & y[N-3] & \cdots & y[N-n-1] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_n \end{bmatrix} \quad (108)$$

As raízes do polinômio característico presente na equação (107) são calculadas usando a solução presente na equação (108), após os coeficientes a_i terem sido identificados. Tais raízes são associadas aos autovalores λ_i do sistema e as amplitudes complexas B_i presentes na equação (105) são determinadas resolvendo a equação (106), uma vez que as amostras são geralmente maiores do que os parâmetros desconhecidos (PAPADOPOULOS et al., 2015).

Através dessa decomposição, é possível calcular o fator de amortecimento de cada modo definido pela equação (109) (SALIM, 2011).

$$\zeta_k = -\frac{\sigma_k}{\sqrt{\sigma_k^2 + \omega_k^2}} \quad (109)$$

Já a frequência de cada um dos modos extraídos pode ser definida pela equação (110).

$$f_j = \frac{\omega_k}{2\pi} \quad (110)$$

A partir dessas características extraídas, identifica-se quais se referem a modos eletromecânicos, principalmente pela definição do fator de amortecimento e frequência (SALIM, 2011). A calibração do método é feita com esses dados comparando-os com as respostas via matriz de estados do sistema (KUNDUR et al., 2004).

É importante ressaltar que a precisão dos parâmetros calculados pelo método de Prony dependem fortemente da duração da janela de observação utilizada no processamento. Como a resolução espectral está relacionada ao tempo total de observação, janelas mais longas tendem a melhorar a acurácia na estimação de modos de mais baixa frequência. Consequentemente, a janela utilizada é inversamente proporcional à frequência do modo: quanto menor a frequência, maior deve ser a janela para capturar ciclos suficientes da oscilação, enquanto que para modos com frequência mais alta, janelas menores já são suficientes.

Capítulo 4

Referencial Teórico

A predição de estabilidade a pequenas perturbações em sistemas com alta penetração de energia eólica é um tema crucial na engenharia elétrica contemporânea. Com o aumento significativo na integração de parques eólicos ao sistema elétrico e, conseqüentemente, do aumento de fontes de incerteza na operação de um sistema de potência, torna-se essencial o desenvolvimento e aplicação de ferramentas que permitam prever os potenciais cenários de instabilidade.

O aprimoramento das PMUs e a ampliação das grandes áreas de monitoramento (do inglês, *Wide-Area Monitoring System* - WAMS) têm permitido o monitoramento em tempo real do comportamento dinâmico dos SEPs, fornecendo informações importantes para a análise e prevenção de comportamentos oscilatórios na rede. Nesse sentido, ao longo dos últimos anos, diversas técnicas baseadas em aprendizado de máquina têm sido aplicadas para o desenvolvimento de modelos de predição de estabilidade. Com o intuito de identificar o estado da arte nessa área, neste capítulo é feita uma breve revisão bibliográfica sobre os trabalhos que predizem, especificamente, a estabilidade angular do rotor.

Inicia-se o capítulo, investigando trabalhos que predizem a estabilidade angular do rotor a grande e a pequenas perturbações. Em sequência, avalia-se os artigos que consideram a penetração da geração eólica na construção do modelo de predição. Espera-se que até o final da dissertação, novos artigos sejam inseridos nessa última seção.

4.1 Predição da Estabilidade Angular do Rotor a partir de Técnicas de Aprendizado de Máquina

Tradicionalmente, a estabilidade angular do rotor pode ser avaliada a partir da solução por integração numérica de um conjunto de equações algébrico-diferenciais não lineares, responsáveis por representar as principais dinâmicas de um sistema de potência (KUNDUR et al., 2004; HATZIARGYRIOU et al., 2021). Quando essa análise envolve apenas pequenas perturbações, esse conjunto de equações pode ser linearizado em torno de um ponto de equilíbrio, permitindo que técnicas lineares sejam aplicadas, conforme mencionado no capítulo 3.

No entanto, o sistema de potência está sujeito a diferentes tipos de incertezas, as quais podem restringir a capacidade do modelo em representar de forma adequada o comportamento da rede (ARIFF; PAL; SINGH, 2015). Nesse sentido, uma abordagem baseada em modelos matemáticos para uma operação em tempo real exige a atualização de parâmetros em um curto intervalo de tempo, o que não é uma tarefa trivial. Ademais, obter uma matriz de estado para sistemas de grande porte tende a ser um problema complexo e computacionalmente caro, devido à necessidade de utilizar modelos matemáticos detalhados de todos os componentes e circuitos de controle, principalmente, quando sistemas com alta penetração de fontes de energia interfaceadas por conversores de frequência, como a geração eólica, são avaliados (LIU et al., 2019).

Por outro lado, os operadores de sistemas de transmissão podem se beneficiar da disponibilidade de dados medidos através de PMUs. Os dados coletados pelas PMUs podem ser utilizadas para construir um mapeamento preciso através de técnicas de aprendizado de máquina. As entradas para esse mapeamento nada mais são do que as medições e grandezas coletadas, como magnitudes de tensão, ângulos e potência ativa. Tal mapeamento pode resultar, por exemplo, em estimativas em tempo real dos parâmetros oscilatórios para os modos eletromecânicos.

Com o intuito de investigar a metodologia empregada na construção do modelo de predição voltado à estabilidade angular do rotor, inicialmente, os trabalhos relativos ao estudo da estabilidade transitória são reportados. Em sequência, os trabalhos relacionados ao estudo da estabilidade a pequenas perturbações são discutidos.

4.1.1 Estabilidade à grandes perturbações

No contexto de estabilidade a grandes perturbações, diferentes modelos de predição fundamentados em técnicas de aprendizado de máquina têm sido desenvolvidos para prever a estabilidade transitória do sistema a partir de medidas realizadas nos primeiros ciclos do pós-falta (GUO; MILANOVIĆ, 2016; YU et al., 2018; CHEN et al., 2020). Nessa construção, tipicamente, uma abordagem centralizada é empregada para classificar o sis-

tema em estável ou instável, em que o modelo de predição recebe dados coletados por PMUs distribuídas ao longo de todo o sistema, principalmente, das que estão localizadas nas barras de geração síncrona.

Além disso, observa-se o amplo uso de um índice de estabilidade transitória fundamentado na diferença angular máxima ($\delta_{\max}$) entre dois geradores síncronos conectados no sistema, durante a preparação do banco de dados. Esse índice, denominado índice de estabilidade transitória (*Transient Stability Index* - TSI), não impõe restrições quanto ao instante exato em que deve ser calculado. No entanto, o intervalo de tempo considerado após a remoção da falta é determinante para a obtenção da variável $\delta_{\max}$ e, consequentemente, para a determinação do valor do TSI.

Em Gomez et al. (2011), os autores desenvolveram uma estrutura centralizada alimentada por dados medidos nas barras de geração para prever a estabilidade transitória da rede, em que um classificador baseado em SVM é construído. Para os diferentes cenários avaliados (condições de carga e tipos de perturbações), os resultados obtidos no sistema IEEE 39 barras (10 geradores síncronos) evidenciam a acurácia da abordagem, a qual atinge 98% de acurácia quando o preditor tem como vetor de entrada os 4 primeiros ciclos de medição da magnitude da tensão nas barras de geração no período pós-falta.

Já em Guo e Milanović (2016) é proposta uma abordagem baseada em duas etapas para classificar o *status* da estabilidade transitória bem como identificar a característica do comportamento dinâmico dos geradores síncronos quando a instabilidade é identificada. A classificação da estabilidade é realizada a partir da medida do ângulo do rotor dos geradores conectados no sistema em estudo, o sistema IEEE 68 barras (16 geradores síncronos). Já a natureza do comportamento dinâmico nos cenários instáveis a partir uma variação da técnica SVM para múltiplas classes. Os autores avaliam a acurácia da técnica mediante a quantidade de ciclos utilizados para que o classificador realize a predição, no qual uma acurácia superior a 98% é atingida para um vetor de entrada composto por no mínimo 10 ciclos de medição.

Diferente dos demais trabalhos citados, em Oliveira et al. (2017), dados monitorados no sistema na condição pré-falta são adotados para avaliar a segurança da operação do sistema de energia para múltiplas contingências usando uma árvore de decisão *multiway* (MDT). A MDT difere de outras técnicas de árvore de decisão ao estabelecer, na etapa de treinamento, um valor dos atributos categóricos por ramo. Dessa forma, a interpretabilidade em relação ao estado operacional do sistema é melhorada, visto que o operador pode ver claramente as variáveis críticas para cada topologia, permitindo que as regras da MDT sejam usadas para auxiliar na tomada de decisões. Esta proposta foi utilizada para a avaliação de segurança da parte Norte do Sistema Interligado Nacional (SIN) e foi testada com dados reais de um dia de operação.

Ainda, utilizando apenas medidas do pós-falta, em Yu et al. (2018) é realizada uma discussão mais aprofundada sobre a quantidade mínima de ciclos de medição necessários

após a remoção da falta para que a classificação da estabilidade transitória seja feita com precisão. Nesse sentido, os autores em Yu et al. (2018) desenvolvem um sistema de avaliação da estabilidade transitória baseado em uma rede neural recorrente, LSTM para avaliar a estabilidade transitória. De acordo com nível do TSI, classificam a amostra em estável, instável ou inderteminada. Ao propor um esquema adaptativo temporal, o sistema visa equilibrar o *trade-off* entre a precisão da avaliação e o tempo de resposta, ambos cruciais em cenários de reais. Os resultados obtidos apresentaram 99% de acurácia para o sistema IEEE 39 barras (10 geradores síncronos), considerando apenas a classificação entre casos estáveis e instáveis, quando 8 ciclos dos fasores de tensão de todas as barras do sistema em estudo são considerados como preditores. Portanto, a magnitude e o ângulo de tensão de todas as barras do sistema teste alimentam o modelo de predição para essa classificação.

Por fim, Naderi et al. (2023) apresenta uma nova estrutura baseada em aprendizado de máquina em tempo real para previsão de ação de controle corretivo (RCA) para evitar instabilidade transitória. O algoritmo proposto prevê RCA com base em valores de tensão pré e pós-falta de barramentos de geradores. Para cobrir cenários confiáveis, reduzir complexidades de previsão e aumentar a precisão, uma estratégia de micromodelo é empregada na qual modelos independentes são construídos para cada linha de transmissão do sistema. A estrutura proposta consiste em três módulos principais: previsão de estabilidade, previsão de coerência e previsão de RCA. A previsão de estabilidade, nesse caso é feita através de TSI. Esse índice é atualizado a cada passo de tempo pós-falta e são usados para treinamento *offline* e posterior aplicação *online*. A abordagem proposta é demonstrada no sistema IEEE 39 barras (10 geradores síncronos) e no sistema de teste nórdico de 74 barras. Apesar disso, devido à dinâmica rápida das oscilações do ângulo do rotor e considerando latências de comunicação, há tempo limitado para computar RCA, tornando o cálculo de RCA impraticável em eventos que evoluem rapidamente para instabilidade transitória

4.1.2 Estabilidade a pequenas perturbações

Afunilando o tema para o problema da estabilidade a pequenas perturbações, verifica-se a construção de modelos preditivos para classificar o fator de amortecimento dos modos como estáveis ou instáveis, além de estudos que buscam prever a frequência e o amortecimento dos modos eletromecânicos (MCNABB; WILSON; BIALEK, 2013; TEEUWSEN; ERLICH; EL-SHARKAWI, 2003; TEEUWSEN et al., 2006; ASVAPOOSITKUL; PRE-ECE, 2021; MUHAMMED et al., 2024). Mais uma vez, uma abordagem centralizada é amplamente adotada, utilizando principalmente dados amostrados por PMUs em barras de geração síncrona para investigar a estabilidade da rede.

Por exemplo, McNabb, Wilson e Bialek (2013) propõe um modelo baseado em DT para classificar o amortecimento de modos interárea como estáveis ou instáveis. O modelo é

alimentado por dados fornecidos pelo fluxo de carga como fluxo de potência nas linhas, potência ativa e reativa injetada pelos geradores síncronos bem como a magnitude e o ângulo da tensão das barras. Um estudo de caso baseado em dados de campo reais coletados no sistema de energia equatoriano é apresentado, em que uma acurácia de 96% é atingida. Os autores destacam a baixa complexidade das DTs, o que possibilita aplicações em tempo real com uma baixa carga computacional. Além disso, a transparência das DTs oferece indicações diretas sobre como as variáveis do sistema devem ser controladas para evitar condições inseguras.

Azman et al. (2020) apresenta outras duas técnicas de aprendizado de máquina para abordar tal problema voltado tanto para estabilidade à grandes perturbações quanto a pequenas perturbações. Para a primeira, ataca-se o problema através de uma rede neural convolucional (CNN), enquanto para a última utiliza-se memória de longo e curto prazo empilhada (LSTM), técnicas de aprendizado de máquina que, diferente das DTs, possibilitam análise somente após a ocorrência da falta. Para tal, alguns sistemas testes são utilizados, sendo eles IEEE 39 barras (10 geradores síncronos), IEEE 68 barras (16 geradores síncronos) e IEEE 145 barras (50 geradores síncronos).

Outra forma de abordar o problema é através da utilização de uma árvore de decisão do tipo *Extreme Gradient Boosting* (XGBoost) para prever o fator de amortecimento e a frequência da oscilação interárea crítica em uma ampla faixa de pontos de operação (AS-VAPOOSITKUL; PREECE, 2021). Novamente, uma abordagem centralizada é aplicada, em que tanto dados de linha como o fluxo de potência ativa e reativa quanto dados de barras de geração e de carga são adotados. Com base nos cenários de baixo fator de amortecimento identificados, os autores também propõem uma técnica para o redespacho ótimo dos gerados, visando melhorar a taxa de amortecimento do modo rastreado. Destaca-se, a presença de um elo de corrente contínua e de geração eólica no sistema teste avaliado. Apesar de não especificar precisamente sua penetração, destaca-se apenas um dos casos gerados com 30% de penetração de geração eólica. Tampouco considera o uso de *features* provenientes desses elementos ou contingências para a criação do banco de dados.

Yang, Zhang e Yang (2022) também apresenta a aplicação do algoritmo XGBoost para a predição do fator de amortecimento em pequenas perturbações, de forma centralizada, com o objetivo de indicar o redespacho mínimo necessário nos geradores a fim de elevar o fator de amortecimento a um nível seguro. Nesse contexto, mais uma vez, a utilização de árvores de decisão possibilita a estimação a partir de sinais em regime permanente, permitindo avaliar o comportamento do sistema ainda no estado pré-falta. O modelo proposto é validado em dois sistemas teste, o IEEE 9 barras (3 geradores síncronos) e o IEEE 39 barras (10 geradores síncronos), ambos submetidos a diferentes variações de carregamento e geração para a construção do banco de dados. Embora a abordagem demonstre melhorias no fator de amortecimento após o redespacho, o modelo de predição apresenta maiores erros na estimação do modo oscilatório em situações de baixo fator de

amortecimento (0–2%), alcançando erro absoluto máximo de 19,4% no primeiro sistema e de 13,93% no segundo.

Diferente dos trabalhos anteriores, DA CUNHA, Fernandes e Fernandes (2022) propõe uma abordagem descentralizada para classificar o fator de amortecimento dos modos eletromecânicos em estável e instável. Para cada barra de geração, há uma árvore de decisão individual capaz de avaliar o amortecimento das oscilações interárea. Testes são realizados em uma versão modificada do sistema IEEE 68 barras (16 geradores síncronos), no qual uma acurácia média de 93% é atingida mesmo quando cenários de contingência são avaliados. A possibilidade de analisar a estabilidade do sistema de energia em resposta a pequenas perturbações a partir de informações locais é uma das principais contribuições da abordagem proposta para avançar o estado da arte, já que a redundância de classificação fornecida pelas árvores de decisão distribuídas permite identificar se o sistema é estável mesmo quando há perda de informações de um gerador específico.

Bogodorova, Osipov e Vanfretti (2024) apresenta uma metodologia para avaliação da estabilidade a pequenas perturbações utilizando CNNs considerando ruído nas medições. A abordagem proposta é validada como referência no sistema IEEE 9 barras (3 geradores síncronos) e posteriormente aplicada ao sistema de 769 barramentos, que representa uma região da interconexão leste dos Estados Unidos. A base de dados é construída a partir de simulações considerando contingências $N - 1$, enquanto a rotulação das amostras é realizada com o método de Prony, utilizado-o para estimar os modos eletromecânicos e definir os casos estáveis e instáveis. A classificação considera apenas duas categorias (estável e instável) e é feita de forma centralizada a partir de dados pós-falta, além de não ser explícito em relação a consideração de geração renovável.

Muhammed et al. (2024) propõe um modelo baseado em aprendizado profundo em tempo real para prever a estabilidade de pequeno sinal de uma rede elétrica. Para alcançar esse objetivo, são empregadas três arquiteturas de modelo diferentes: LSTM, CNN-LSTM e LSTM convolucional (Conv-LSTM). Esses modelos são treinados usando conjuntos de dados que contêm os parâmetros oscilatórios (frequência e taxa de amortecimento) de modos locais e inter-área de oscilação. Além disso, os fasores de tensão em diferentes barramentos são utilizados como entrada para o modelo, enquanto a saída compreende os padrões oscilatórios em tempo real dos modos. Além disso, o desempenho geral dos modelos propostos é demonstrado para os casos de teste de referência IEEE 39 barras (10 geradores síncronos), IEEE 68 barras (16 geradores síncronos) e IEEE 145 barras (50 geradores síncronos). Por fim, o sistema também é testado no mesmo sistema IEEE 39 barras com adição de geradores eólicos em duas barras do sistema, totalizando menos de 5% de geração eólica no sistema. Tal geração é randomicamente variada através da distribuição de Weibull aplicada em cada parque eólico. Ao final, índices de acurácia são medidos através de erro quadrático médio (do inglês *Root Mean Square Error* - RMSE) e erro percentual absoluto médio do arco tangente (do inglês *mean arctangent absolute per-*

centage error - MAAPE) após a reconstituição dos sinais, obtendo como melhor resultado um RMSE de 0,7% e 6,3% de MAAPE.

Por fim, Muhammed et al. (2025) ressalta que fenômenos como latência na comunicação, interrupções e falhas no funcionamento de dispositivos de medição, como as PMUs, são inevitáveis no monitoramento de sistemas de energia. Nesse contexto, os autores propõem a utilização de CNN para a classificação binária da estabilidade a pequenas perturbações e segurança do sistema segundo o critério $N - 1$, mesmo em condições de perda de dados. O sistema-teste NESTA de 162 barras é submetido a variações de carregamento, de geração e ao critério $N - 1$. A perda de dados é modelada considerando diferentes níveis de indisponibilidade das medições de PMUs, resultando em três bases de dados: uma sem perdas, outra com 10% de perdas e uma terceira com 20% de perdas. A metodologia proposta combina um *auto-encoder* para seleção de atributos, uma rede de imputação adversarial generativa para a re-seleção de atributos em cenários com perda de dados e, por fim, o classificador binário baseado em CNN. Os resultados obtidos demonstram acurácias de 99,10% no cenário sem perdas, 98,55% no cenário com 10% de perdas e 97,44% no cenário com 20% de perdas. Destaca-se que, mesmo nos cenários com perda de dados, a abordagem centralizada é utilizada através da re-seleção dos atributos.

4.2 Predição da Estabilidade Angular em Sistemas com Participação de Geração Eólica

Com a crescente participação de fontes renováveis baseadas em inversores, em especial a geração eólica, os desafios relacionados à não linearidade dos modelos e à avaliação da estabilidade angular tornam-se ainda mais relevantes. Nesse contexto, a predição em tempo real da estabilidade transitória adquire importância estratégica, uma vez que a presença dessas fontes altera a dinâmica do sistema, reduzindo a inércia equivalente e introduzindo maior variabilidade e incerteza nas respostas (KIM et al., 2023). Trabalhos recentes têm ressaltado a necessidade de incorporar tais características estocásticas e intermitentes no treinamento, na análise e na validação de modelos de predição, de forma a representar adequadamente o impacto das unidades baseadas em eletrônica de potência sobre a estabilidade do sistema (SHIM; VERBIČ; HUR, 2020; KIM et al., 2023). Nesse cenário, diferentes pesquisas voltadas para a predição da estabilidade angular em sistemas com participação de geração eólica têm sido conduzidas, e alguns dos trabalhos mais relevantes são apresentados cronologicamente a seguir.

Papadopoulos, Guo e Milanović (2018) apresenta uma estrutura probabilística para a identificação *online* do comportamento dinâmico pós-falta de sistemas de energia com geração renovável, classificando o sistema em duas classes, estável e instável. A estrutura é baseada em árvores de decisão e em agrupamento hierárquico, incorporando incertezas associadas às condições operacionais da rede, mudanças de topologia, falhas e geração

renovável. Além de identificar grupos de geradores instáveis, a metodologia de agrupamento desenvolvida também facilita a identificação da sequência em que os grupos perdem o sincronismo. A estrutura é ilustrada em uma versão modificada da rede de teste IEEE 68 barras (16 geradores síncronos), incorporando geração renovável, 16,67% da potência nominal do sistema.

Já Chen et al. (2020) traz uma metodologia para prever a estabilidade do ângulo do rotor *online* na operação do sistema de energia sob contribuição significativa da geração eólica, em cenários de até 50% de geração eólica no sistema. Inicialmente, um novo algoritmo é desenvolvido para extrair um índice de estabilidade proposto pelos autores que quantifica a margem de estabilidade do ângulo do rotor refletindo a dinâmica da energia eólica. É proposta uma abordagem que aproveita a técnica de aprendizado de máquina e o índice de estabilidade recém-definido. Em caso de contingência, o algoritmo desenvolvido é empregado em paralelo para encontrar índices de estabilidade para todos os modos de instabilidade possíveis. Os índices de estabilidade são formados como um vetor e então aplicados a um algoritmo classificador para previsão da estabilidade do ângulo do rotor. A abordagem proposta é validada em dois sistemas teste, o IEEE 68 barras (16 geradores síncronos) e o IEEE 300 barras (69 geradores síncronos), com vários níveis de penetração de energia eólica.

Por outro lado, Shim, Verbič e Hur (2020) propõe uma estrutura para análise estocástica de autovalores sem a utilização de métodos de aprendizado de máquina, dessa vez com penetração de geração renovável em até 40%, com foco nos fatores influentes que afetam o movimento de autovalor resultante da redução da inércia. Uma abordagem trazida é a investigação da influência da inércia e da variação na geração renovável na estabilidade de pequenos sinais usando análise estocástica de autovalores e controlabilidade modal baseada em Monte Carlo. Nesse cenário, a análise estocástica de autovalor é realizada para examinar o movimento de autovalores resultantes das condições operacionais variáveis. Fatores importantes da geração renovável são considerados, tais como a variação de irradiação solar via distribuição gaussiana e variação da velocidade do vento via distribuição de Weibull.

Chen et al. (2021) propõe um método de despacho preventivo probabilístico com restrição de estabilidade transitória para sistemas de energia sob penetração de energia eólica e fotovoltaica. Primeiro, um conjunto de restrições de estabilidade transitória probabilística categorizadas relação ao modo instável é construído, o que facilita o desenvolvimento de um plano de despacho contra vários cenários de falha. Em seguida, para evitar simulações massivas de estabilidade transitória em cada operação de despacho, um modelo baseado em aprendizado de máquina é treinado para prever o tempo crítico de abertura e modo de instabilidade para todos os cenários de falha preconcebidos. Com base nas previsões, o plano de operação do sistema é avaliado com relação ao conjunto de restrições de estabilidade transitória probabilística. Então, a sensibilidade do nível probabilístico do

tempo crítico de abertura é calculada para a potência ativa gerada pelos geradores críticos para cada categoria de modo de instabilidade. Consequentemente, o conjunto de restrições de estabilidade transitória probabilística implícitos são convertidos em restrições de despacho explícitas, e o despacho é reprogramado para garantir que os requisitos de estabilidade probabilística do sistema sejam atendidos a um custo operacional econômico. A abordagem proposta é validada no sistema IEEE 14 barras (5 geradores síncronos) modificado.

Novamente no cenário de estabilidade a grandes perturbações, (ZHANG et al., 2021) propõe um método de identificação online do modo de instabilidade após a avaliação da estabilidade transitória com base no algoritmo de conhecimento por maximização de precisão (do inglês, *Knowledge Discovery by Accuracy Maximization* - KODAMA) e no algoritmo XGBoost. Tal combinação é utilizada de forma a atingir maior precisão para a avaliação do modo de forma online e, para a amostra instável, identificar o modo de instabilidade em um curto espaço de tempo e resumir o grupo de geradores com maior probabilidade de instabilidade.

Wang, Ma e Zhao (2024) traz um modelo analítico baseado em regressão para avaliar a região e margem de estabilidade como funções de múltiplos parâmetros, como potência ativa, potência reativa e velocidade do vento em um parque eólico. A avaliação da estabilidade faz uso dos dados de impedância do parque eólico. Com base nos dados de impedância em diversos pontos operacionais, o critério de Nyquist generalizado é reformulado analiticamente com o método de regressão do vetor de suporte. O *locus* característico mínimo é definido como um índice de parâmetro único da estabilidade relativa, e o limite da região de estabilidade é desenvolvido. Além disso, a frequência de oscilação dominada em regiões estáveis e instáveis é formulada analiticamente. As soluções analíticas produzem um mapeamento explícito entre o desempenho da estabilidade e os pontos operacionais. Avançando para o aprimoramento da estabilidade, com a ajuda do mapeamento explícito obtido computacionalmente, a margem de estabilidade em tempo real do parque físico pode ser aprimorada otimizando o ponto operacional do mesmo. O método baseado em dados proposto para avaliação e aprimoramento da estabilidade é implementado em um sistema computacional da planta eólica. A DT fornece os dados de impedância do parque e a interação efetiva entre os sistemas físico e virtual, oferecendo oportunidades para aplicações online. A validação é realizada em uma única turbina eólica e em um parque eólico, respectivamente. Com simulações e experimentos numéricos, a região de estabilidade é comprovadamente observada de forma precisa e eficiente, e a margem de estabilidade é aprimorada ajustando o ponto operacional.

Ma et al. (2025) apresenta o uso de redes neurais adversariais de domínio (DANN) para o monitoramento em tempo real da estabilidade transitória em cenários de mudanças operacionais. O modelo é inicialmente treinado em um cenário de operação específico e, em seguida, adaptado a novos cenários por meio de treinamento adversarial com o uso de

uma camada de reversão de gradiente, que permite alinhar as distribuições de dados entre os domínios fonte e alvo. Os testes foram realizados em uma versão modificada do sistema IEEE 39 barras (10 geradores síncronos), na qual três geradores foram substituídos por unidades de geração eólica e fotovoltaica. Considerando três diferentes topologias para esse sistema, os resultados demonstram que, após o processo de atualização adaptativa, o modelo mantém elevada precisão no cenário original e apresenta melhora significativa na acurácia ao ser aplicado a cenários distintos, comprovando sua capacidade de adaptação e generalização.

4.3 Análise Comparativa

Diversos trabalhos com diferentes abordagens têm explorado a estabilidade sistêmica através da predição da estabilidade do ângulo do rotor. No âmbito da estabilidade transitória, destacam-se estudos de classificação que empregam distintas técnicas de aprendizado de máquina, bem como diferentes estratégias que objetivam à classificação binária do sistema. Já no caso da estabilidade a pequenas perturbações, apresentam-se trabalhos voltados tanto à classificação quanto à predição do fator de amortecimento do modo eletromecânico crítico. Nessas investigações, também são propostas diferentes técnicas de aprendizado de máquina, sendo que, nos estudos baseados em classificação, o objetivo se restringe à determinação binária da estabilidade do modo.

É possível estabelecer uma comparação entre os principais trabalhos supracitados a partir de fatores cruciais para a análise da predição da estabilidade angular do rotor. Entre os aspectos considerados estão: a técnica de aprendizado de máquina empregada, o sistema teste principal adotado, o nível de penetração de geração eólica, os dados de entrada utilizados no modelo e o objetivo específico da predição. Para melhor organização, essa comparação foi estruturada em duas categorias: os trabalhos que abordam a estabilidade transitória, apresentados na Tabela 1, e aqueles voltados à estabilidade a pequenas perturbações, apresentados na Tabela 2, em que V corresponde à tensão medida, f à frequência, δ ao ângulo do rotor, I à corrente, P à potência ativa, Q à potência reativa, (g) indica barras de geração, (l) barras de carga, (lin) linhas do sistema, Θ ao ângulo elétrico e ζ à predição do fator de amortecimento.

Observa-se diferentes abordagens quanto à seleção dos atributos de entrada utilizados nos modelos. Alguns trabalhos empregam apenas dados de tensão em barras de geração (NADERI et al., 2023), enquanto outros consideram um conjunto mais amplo de variáveis, incluindo tensão, ângulo, potências ativa e reativa em barras de geração, além de informações de carga e de linhas (MA et al., 2025; ASVAPOOSITKUL; PREECE, 2021). Destaca-se ainda a presença de diferentes técnicas de aprendizado de máquina, tanto para tarefas de classificação quanto para a predição do fator de amortecimento do modo eletromecânico crítico.

Tabela 1 – Tabela comparativa dos trabalhos envolvendo grandes perturbações descritos.

Referência	ML	Sistema	Eólica	Dados de Entrada	Objetivo
Gomez 2011	SVM	IEEE 39	-	$V(g), f(g), \delta(g)$	Class.
Guo 2016	SVM	IEEE 68	-	$V(g), I(g)$	Class.
Yu 2018	LSTM	IEEE 39	-	$V(g, l), \Theta(g, l)$	Class.
Papadopoulos 2018	DT	IEEE 68	16,7%	$\delta(g)$ síncronas	Class.+Agrup.
Zhang 2021	XGBoost	Nordic 74	-	$\delta(g)$	Class.
Naderi 2023	RCA	Nordic 74	-	$V(g)$	Class.
Ma 2025	DANN	IEEE 39	7,8%	$V(g, l), \Theta(g), PQ(g, l, lin)$	Class.

Fonte: autor.

Tabela 2 – Tabela comparativa dos trabalhos envolvendo pequenas perturbações descritos.

Referência	ML	Sistema	Eólica	Dados de Entrada	Objetivo
McNabb 2013	DT	NPC 48	-	$V(g, l), PQ(g), l$ fluxo	Class.
Asvapoositkul 2021	XGBoost	GB 29	$\geq 30\%$	$V\Theta(g, l), PQ(g, l, lin), l$	ζ +Redesp.
Yang 2022	XGBoost	IEEE 39	-	$PQ(g, l, lin)$	ζ
Da Cunha 2022	DT	IEEE 68	-	$V(g), \Theta(g), PQ(g)$	Class.
Tetiana 2024	CNN	EUA 769	-	$V(g, l)$	Class.
Muhammed 2024	LSTM, CNN	IEEE 145	5%	$V(g, l), \Theta(g, l)$	ζ
Mostafanezhad 2025	CNN	NESTA 162	-	<i>auto-encoder</i>	Class.

Fonte: autor.

Do ponto de vista de pequenas perturbações, destacam-se quatro trabalhos de classificação, cada um com sua particularidade. McNabb, Wilson e Bialek (2013) propõe a utilização de DT com diferentes dados de entrada. Bogodorova, Osipov e Vanfretti (2024) apresenta diferentes cenários com o objetivo de realizar a classificação considerando sinais com ruído. Por fim, DA CUNHA, Fernandes e Fernandes (2022) e Muhammed et al. (2025) abordam a problemática da indisponibilidade de dados, tratando o problema com estratégias distintas: DA CUNHA, Fernandes e Fernandes (2022) apresenta o uso de uma abordagem descentralizada, enquanto Muhammed et al. (2025) mantém uma abordagem centralizada, porém reanalizando os atributos de entrada através de um processo intermediário entre a seleção de atributos por *auto-encoder* e a classificação via CNN.

Capítulo 5

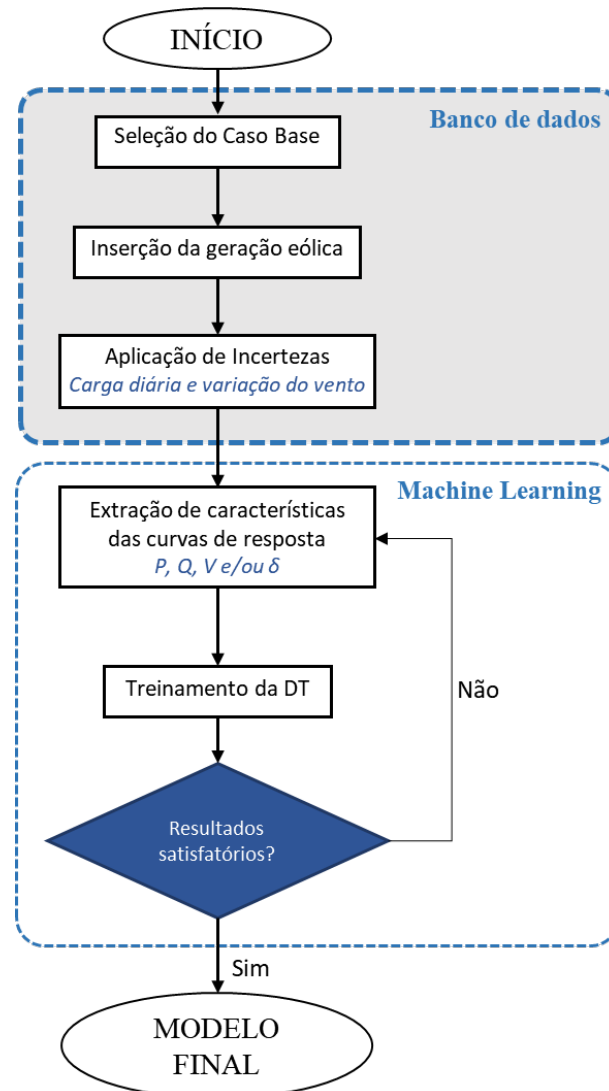
Metodologia

Para possibilitar a predição da estabilidade angular a pequenas perturbações em sistemas de potência com incertezas associadas à geração eólica, adota-se uma metodologia estruturada em quatro etapas aplicadas a um sistema teste. Essas etapas são apresentadas nesta seção e sintetizadas no fluxograma da Figura 36.

Conforme ilustrado na Figura 36, o procedimento inicia-se pela definição de um caso base do sistema teste. A partir desse caso, é gerado um banco de dados composto por grandezas medidas no período pré-falta nas barras de geração síncrona e eólica, bem como pelos parâmetros associados aos modos eletromecânicos do sistema. Em seguida, realiza-se a análise das *features* de entrada, com o objetivo de selecionar aquelas que apresentam maior relevância para o processo de treinamento da DT. Uma vez concluída essa etapa, procede-se ao treinamento do modelo preditivo.

Na formulação do modelo, são consideradas duas estratégias distintas. A primeira corresponde a uma abordagem centralizada, em que informações provenientes de diversas PMUs distribuídas pelo sistema são utilizadas conjuntamente no treinamento da DT. Já a segunda, que constitui o foco principal deste trabalho, corresponde à abordagem descentralizada proposta em (DA CUNHA; FERNANDES; FERNANDES, 2022), aqui estendida para contemplar sistemas com participação da geração eólica. Além disso, é avaliada a classificação dos cenários em duas e em três classes, de modo a comparar os resultados obtidos em ambas as situações.

Figura 36 – Descrição das principais etapas para aplicação da abordagem proposta.



Fonte: autor.

5.1 Sistema Teste

Visto que um dos objetivos deste trabalho é a predição da estabilidade a partir de sistemas com fontes de energia renovável incluídas, o sistema teste deve previamente conter alta penetração desta fonte intermitente, ou ser adaptado para sua inclusão. Ao se modificar o sistema puramente síncrono com a inserção da geração eólica, deve-se levar em consideração a porcentagem de penetração dessa fonte no sistema selecionado. O sistema teste considerado neste trabalho, a participação da geração eólica corresponde a aproximadamente 40% da potência total. Quando analisadas separadamente, algumas áreas apresentam penetração significativamente superior, chegando a valores próximos de 60%.

Para implementação do sistema teste na execução desse projeto, os programas do Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL), que são amplamente utilizados no setor

eletro-energético brasileiro, são empregados. O modelo dinâmico do DFIG e dos respectivos controladores disponibilizados pelo ANATEM¹ são adotados na implementação do sistema teste.

5.2 Construção do Banco de Dados

A construção do banco de dados deve ser realizada de modo que contenha um conjunto de amostras que permitam mapear a relação entre os pontos de operação da rede em análise e os parâmetros da oscilação eletromecânica. Nessa construção, é importante que três classes de fator de amortecimento do(s) modo(s) eletromecânico(s) crítico(s) possam ser observadas: seguro, inseguro e instável.

Considerando a indisponibilidade de registros históricos suficientes em sistemas reais, a formação inicial do banco de dados deve seguir uma abordagem híbrida, iniciando-se com dados provenientes de simulações. Esses dados simulados servem como base para representar o comportamento dinâmico do sistema sob diferentes condições de carga, geração e contingência. Posteriormente, o banco pode ser enriquecido com medidas reais obtidas de PMUs, as quais fornecem observações de alta resolução temporal sobre as variáveis do sistema. No entanto, a integração dessas medições reais demanda processos de pré-tratamento dos dados, uma vez que as séries podem não apresentar uniformidade temporal e introduzir *outliers*. Essas etapas de filtragem e padronização são essenciais para assegurar a consistência e a confiabilidade do banco de dados.

Na geração dos casos, as incertezas referentes a variação de carga diária bem como injeção de potência eólica de acordo com a variação da velocidade do vento são simuladas. Um terceiro ponto a ser levado em consideração é o registro do comportamento do sistema frente à contingências. Nesse sentido, faltas trifásicas também são aplicadas ao sistema teste por meio do critério $N - 1$.

A construção de novos pontos de operação a partir da variação diária de carga e variação de potência injetada pela geração eólica são detalhadas abaixo.

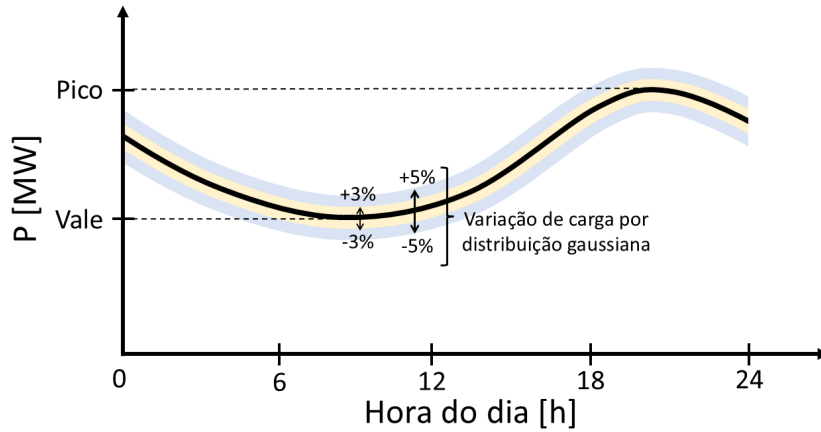
5.2.1 Variação da Carga

A variação de carga embasa-se numa curva de distribuição de carregamento ao longo de um dia, estabelecendo 24 pontos de operação base (POBs) representando cada hora do dia. Para representar as flutuações diárias de carga, em torno de cada POB, um novo conjunto de amostras são simulados considerando uma distribuição gaussiana com uma variação de 3 a 5% de incerteza da curva diária (GOMEZ-EXPOSITO; CONEJO; CANIZARES, 2011), como pode ser visualizado na Figura 37. Durante esse processo, é verificado se a variação de carga produzida já foi utilizada, em caso afirmativo, uma

¹ versão 12.6.0

nova variação de carga é gerada até que se tenha um valor completamente novo. Dessa forma, garante-se que os casos gerados serão compostos por variações de carga únicas, em porcentagem.

Figura 37 – Curva de variação diária de carga



Fonte: Adaptada de (CANIZARES et al., 2017)

Seguindo o procedimento aplicado em (DA CUNHA; FERNANDES; FERNANDES, 2022), para cada nova variação da carga os geradores síncronos são redespachados. Nesse processo, a proporção de injeção de potência ativa de cada gerador síncrono é definida pelo fator de participação dos geradores para o despacho ativo fp_i , o qual pode ser definido de acordo com o critério do operador de transmissão. Neste trabalho, tais fatores são calculados pela constante de inércia (H) de cada i -ésima máquina das ng totais do sistema, conforme descrito pela equação (111).

$$fp_i = \frac{H_i}{\sum_{j=1}^{ng} H_j}, \quad (111)$$

É importante salientar que a injeção de potência fornecida pelos parques eólicos é mantida no patamar do caso base, ou seja, elas não são despachadas.

Além disso, a análise das curvas de carga deve considerar diferentes condições operativas do sistema, como os perfis de pico com e sem a presença de micro e minigeração distribuída (MMGD), bem como os momentos de máxima diurna e máxima noturna. A inclusão de tais cenários permite avaliar o impacto da geração distribuída na modificação do perfil de demanda ao longo do dia, observando-se, por exemplo, o deslocamento do pico de consumo e a redução das cargas nos horários de maior incidência solar. Ressalta-se que não há impedimento em inserir outras curvas de carga na base de dados, desde que representem adequadamente o comportamento esperado do sistema em diferentes condições. Assim, é necessário realizar uma análise específica para cada perfil de carga considerado, contemplando as variações entre dias úteis e não úteis, de modo a capturar adequadamente as diferenças no padrão de consumo e nas condições operativas associadas.

5.2.2 Incertezas relacionadas a Geração Eólica

A geração eólica, por sua concepção, traz a estocasticidade do vento como principal incerteza para a operação de um sistema elétrico de potência, o que implica fortemente na variação de injeção de potência desse tipo de fonte de energia. Devido a isso, tal fator é analisado neste trabalho partindo de uma série de cenários com carregamento já definido, conforme seção anterior, e com injeção de potência pelas fontes eólicas em potência nominal. A partir disso, aplica-se a distribuição estatística nesses cenários a fim de obter um novo valor para a injeção de potência dos parques eólicos, obtendo assim, uma série de cenários com diversos níveis de carregamento e participação de geração eólica sendo gerada em níveis variáveis entre as barras eólicas do sistema.

Uma das principais distribuições estatísticas presentes na literatura para descrever a variação do vento em sistemas de energia eólica denomina-se distribuição de Weibull (SHIM; VERBIČ; HUR, 2020), (AYODELE et al., 2012), (PAPADOPOULOS; GUO; MILANOVIĆ, 2018), (ACKERMANN, 2005), e é comumente aplicada para parques eólicos levando a distribuição de vento ao longo do ano em um determinado local, transpondo tais características em uma curva de distribuição de probabilidade contínua. Tal distribuição indica a função densidade de probabilidade (do inglês, *Probability Density Function* - PDF), em função de dois parâmetros, o fator de forma $k > 0$ (ou β) e o fator de escala $c > 0$ (ou α) (PAPOULIS; PILLAI, 2002). A PDF dessa distribuição é dada pela equação (112) para $x > 0$, valor para a qual a PDF será avaliada.

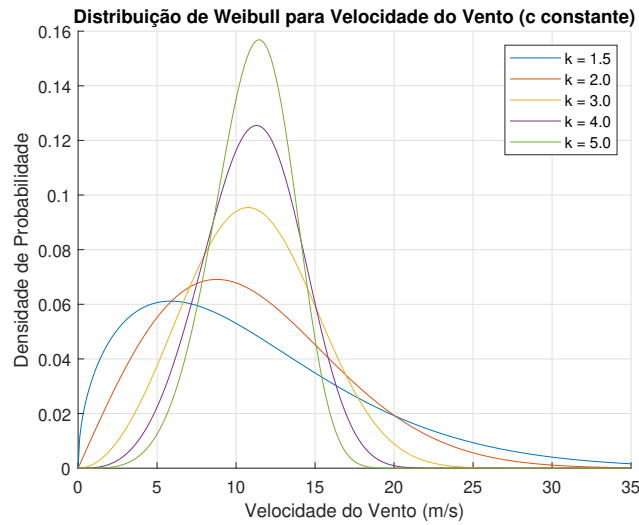
$$f(x) = \frac{k}{c} \left(\frac{x}{c} \right)^{k-1} e^{-(x/c)^k} \quad (112)$$

O fator de forma k influencia diretamente na compressão da curva, ou seja, quando c é mantido constante, o aumento de k impacta diretamente no formato da distribuição, sem alterar de maneira significativa o valor máximo de PDF para x , representando para aplicação em geração eólica, o vento, como pode ser visto na Figura 38.

Por outro lado, o fator de escala impacta diretamente no valor de x médio em função de PDF, mas sem impactar de forma significativa na forma da curva, como impacta o fator de forma. Tal comportamento pode ser visto na Figura 39.

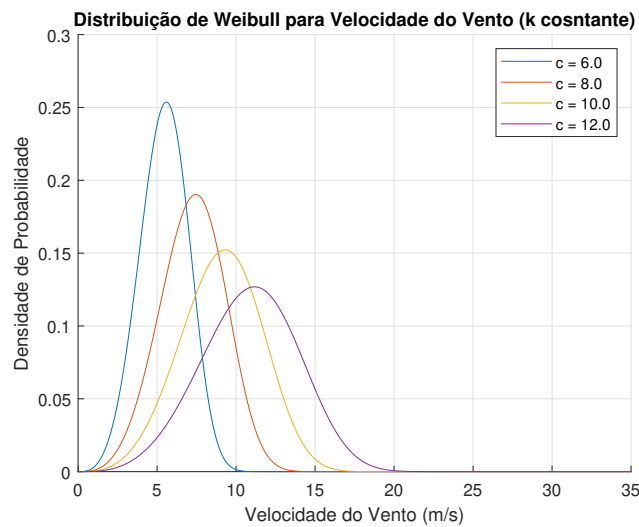
Aplicando tal distribuição para variações do vento para representação em energia eólica, ou seja, utilizando x como a velocidade do vento, valores de $k < 2$ indicam alta variabilidade na velocidade do vento, caracterizada por uma cauda longa. Valores médio, como $k = 2$, representa a distribuição de Rayleigh, um caso especial da distribuição de Weibull, simplificando-a para uma função de uma variável, ideal para estudos onde a velocidade do vento média não ultrapassa 4,5 m/s. Por fim, um $k > 2$ indica uma curva mais concentrada em torno da velocidade média do vento. Por outro lado, um fator de escala mais alto leva a uma curva mais concentrada para a direita, ou seja, representa uma velocidade média de vento mais alta, porém mais dispersa, e, do contrário, um fator c mais baixo representa velocidades mais baixas e menos dispersas. Apesar de cada fator

Figura 38 – Impacto do fator de forma na distribuição de Weibull.



Fonte: autor.

Figura 39 – Impacto do fator de escala na distribuição de Weibull.



Fonte: autor.

influenciar mais em um determinado aspecto da curva, a velocidade média e forma da distribuição dependerá do conjunto de ambos os fatores.

É importante ressaltar que a distribuição de Weibull indica somente a PDF característica da velocidade do vento. É necessário, para aplicações envolvendo a potência elétrica de saída do aerogerador, transpor a velocidade do vento selecionada pela distribuição de Weibull na curva de potência presente na Figura 13 do aerogerador selecionado.

Nos cenários gerados para compor o banco de dados, a velocidade do vento de saída da distribuição de Weibull deve ser selecionada para cada barra de geração eólica para cada caso gerado, visto que tal distribuição indica a probabilidade individual de cada parque eólico.

5.2.3 Classificação das amostras

Após a inserção das incertezas referentes ao vento e ao carregamento e, após a aplicação da falta, todas as amostras são coletadas formando o banco de dados. No caso base, avalia-se os modos eletromecânicos interáreas do sistema teste cujo fator de amortecimento no caso base seja inferior a 10%, os quais serão rastreados nas amostradas geradas.

Para cada novo cenário simulado, ou seja, para cada nova amostra, as características desses modos são extraídas pelo método de estimação modal, o Prony. Com esse intuito, o método é aplicado conforme calibração realizada considerando o cenário base, obtendo-se assim, as senóides amortecidas decompostas que são selecionadas com base na frequência, identificando os modos eletromecânicos inter-área do sistema. Com base no fator de amortecimento dos modos rastreados, a amostra é classificada em estável e instável. Dentro da classe estável, é ainda possível distinguir os níveis seguro e inseguro, classificando o modo, portanto, em uma das duas e três possíveis classes.

O menor fator de amortecimento do modo rastreado indicará em qual das três categorias cada uma das amostras se classifica: acima de 5% a amostra é segura, entre 0-5% a amostra é insegura e abaixo de 0%, a amostra é instável. Para a avaliação em duas classes, a amostra é considerada estável quando seu fator de amortecimento for maior que 0% e instável quando menor que 0%.

5.3 Treinamento

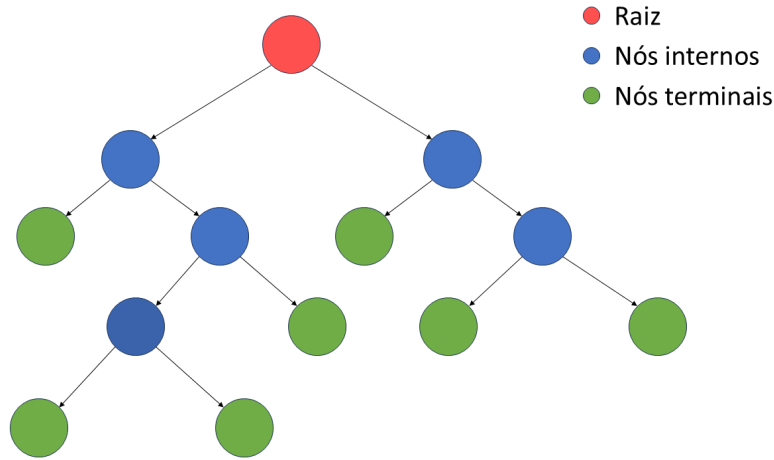
O modelo para realizar a predição é feito via Árvore de Decisão. Essa é treinada com 70% das amostras do banco de dados, sendo esses casos balanceados entre as três distintas classificações descritas. A DT e as possíveis abordagens são descritas nesta seção.

5.3.1 Árvores de Decisão

A metodologia para árvore de decisão adotada neste trabalho baseia-se na abordagem apresentada por Breiman et al. (1984), conhecida como *Classification and Regression Trees* (CART). Essa técnica consiste na construção das árvores de decisão para tarefas de classificação. A estrutura de uma árvore é semelhante à de um fluxograma, em que cada nó interno representa um teste binário em um atributo, cada ramificação representa o resultado do teste, e cada nó terminal corresponde a um rótulo de classe. Os caminhos que se estendem da raiz ao nó terminal representam as regras de classificação geradas pela árvore. Um exemplo generalista está presente na Figura 40 para fins de demonstração.

A construção da árvore segue uma abordagem recursiva em que os dados são sucessivamente divididos com o objetivo de maximizar a homogeneidade dos subconjuntos resultantes. Em cada etapa, o algoritmo considera todas as possíveis divisões binárias de todas as variáveis disponíveis, selecionando aquela que produz a maior separação entre

Figura 40 – Exemplo ilustrativo de uma Árvore de Decisão.



Fonte: autor.

os grupos. Para problemas de classificação, essa escolha é guiada por critérios como o índice de Gini, que mede a impureza de um nó através da equação 113, em que p_i é a probabilidade de um objeto ser classificado em uma determinada classe. Um nó é considerado puro quando seu índice de Gini é zero, isto é, quando todas as amostras pertencem à mesma classe. Valores mais altos desse índice indicam maior heterogeneidade entre as classes (BREIMAN et al., 1984).

$$Gini = 1 - \sum_{i=1}^n (p_i)^2 \quad (113)$$

Inicialmente, o algoritmo CART realiza o ranqueamento inicial dos atributos de entrada calculando, para cada um, a menor impureza possível para o nó raiz. O atributo que alcançar a menor impureza é selecionado para a primeira divisão, sendo, portanto, considerado o mais relevante. O mesmo procedimento é repetido recursivamente em cada nó subsequente, permitindo que a árvore refine adaptativamente a seleção de atributos em níveis mais profundos.

Em cada nó, incluindo o nó raiz, o algoritmo examina todas as possíveis divisões binárias de cada atributo, exemplificado como X . Para variáveis contínuas, o conjunto de amostras é ordenado segundo os valores do atributo, e são considerados todos os limiares lim que particionam os dados em dois subconjuntos, representando os nós esquerdo e direito, sendo X_{esq} para $X \leq lim$ e X_{dir} para $X > lim$. Para cada divisão, são calculadas as impurezas de Gini dos nós filhos G_{esq} e G_{dir} , calculando a impureza média ponderada da divisão G_{div} . O limiar lim relacionado ao atributo X que representa o menor valor da impureza média ponderada G_{div} é selecionado como limiar para o nó analisado.

A árvore continua a crescer até que um critério de parada seja atingido, como um número mínimo de observações em um nó, uma profundidade máxima da árvore ou a ausência de ganhos significativos de pureza ao realizar novas divisões. Contudo, uma

árvore construída até o ponto de máximo crescimento tende a apresentar sobreajuste, também chamado de *overfitting*, ajustando-se excessivamente aos dados de treinamento e perdendo capacidade de generalização, o que deve ser evitado (ROVNYAK et al., 1994).

Para mitigar esse efeito, os autores propõem a técnica de poda, em que a árvore é inicialmente construída até seu tamanho máximo e, posteriormente, simplificada por meio de uma poda retroativa. Nesse processo, são removidas as subdivisões que não contribuem de forma significativa para a melhoria do desempenho preditivo. A decisão de podar ou não um ramo da árvore é baseada em um critério que equilibra o erro de predição e a complexidade do modelo, controlado por um parâmetro de penalização, que define o balanço entre ambos.

O método CART apresenta diversas vantagens que o tornam adequado para uma ampla gama de aplicações. Ele é interpretável, permitindo a visualização clara do processo decisório em formato de árvore, é capaz de lidar com variáveis contínuas e categóricas, possui mecanismos para tratar dados com valores ausentes, por exemplo, utilizando divisões substitutas e mostra-se robusto à presença de *outliers*.

Dessa forma, o modelo baseado em árvores de decisão apresenta-se como uma ferramenta metodológica sólida e versátil para a modelagem preditiva para problemas de classificação (BREIMAN et al., 1984).

Por fim, o desempenho da árvore de decisão é avaliado utilizando métricas de desempenho, como a acurácia (YU et al., 2018). Essa avaliação é feita com um conjunto de dados distinto do utilizado para o treinamento, neste caso, os 30% restantes do banco de amostras que não foram utilizados. Se o desempenho obtido não for satisfatório, as etapas anteriores são revisadas até que se atinja o nível de desempenho desejado.

5.3.2 Abordagens consideradas

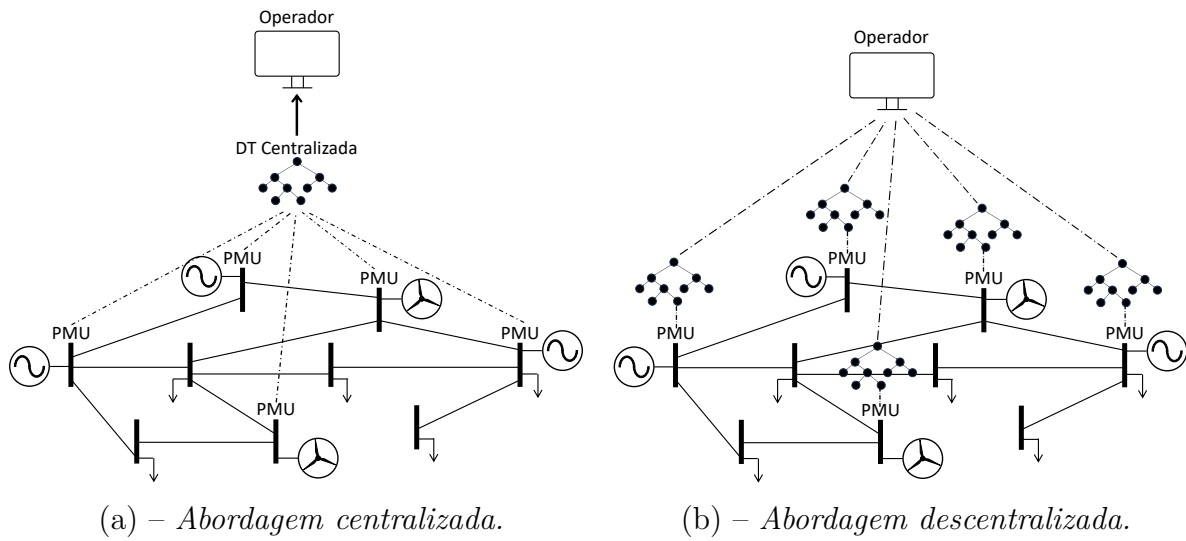
No processo de treinamento duas abordagens são aplicadas: a centralizada e a descentralizada, ambas avaliadas para classificação em duas e três classes. A abordagem centralizada consiste na construção de um modelo de predição alimentado por dados de PMUs de diversas barras de geração, como é usualmente reportado na literatura. Tais dados são centralizados em um árvore de decisão central que processa todos os dados de entrada (como potência ativa e reativa, magnitude e ângulo da tensão das barras de geração) e entrega como saída a classificação da topologia do sistema.

Para essa abordagem é vantajoso avaliar dentro do vetor de entrada também as *features* das barras de geração eólica, visto que podem causar um papel crucial no amortecimento dos modos oscilatórios presentes no sistema.

Na abordagem descentralizada, o método desenvolvido em (DA CUNHA; FERNANDES; FERNANDES, 2022) é aplicado. Nessa abordagem, para cada barra de geração síncrona é construído um modelo de predição baseado em DT, cujo o vetor de entrada é composto por *features* da própria barra. Portanto, cada árvore utiliza as medidas rela-

cionadas ao seu gerador como vetor de entrada para classificação do amortecimento das oscilações. Também se investiga a inclusão de *features* da geração eólica na construção desse modelo distribuído, avaliando a participação e proximidade geográfica da geração eólica na área. A Figura 41 apresenta um diagrama ilustrativo para cada uma das abordagens consideradas, em que a Figura 41(a) apresenta a abordagem centralizada e a Figura 41(b) apresenta a abordagem descentralizada.

Figura 41 – Abordagens consideradas para análise da estabilidade a pequenas perturbações.



Fonte: autor.

5.4 Classificação dos Resultados

Cada classe de saída da DT é representativa de um dos três cenários descritos: seguro, inseguro e instável, todas relacionadas diretamente com o fator de amortecimento do modo eletromecânico analisado. A matriz de confusão e o índice de acurácia são empregados neste trabalho para essa classificação (MAIMON; ROKACH, 2014).

A matriz de confusão permite quantificar o número de acertos e erros do modelo de predição em relação à cada classe. Para três classes, matriz de confusão pode ser descrita como apresentado na Tabela 3. Nesta tabela, V_i , refere-se a quantidade de amostras de cada i -ésima classe que são “verdadeiramente” daquela classe e foram preditos corretamente como pertencentes a essa classe pelo modelo. Já F_{ij} contém o número de amostras da classe i que foram erroneamente preditas como da classe j , ou seja casos “falsos”. Para duas classes, a matriz de confusão análoga é avaliada e apresentada na Tabela 4.

A partir de tais definições, o índice de acurácia, que indica a quantidade de casos preditos corretamente em relação ao conjunto total de amostras avaliadas, pode ser cal-

Tabela 3 – Matriz de confusão para três classes.

	PREDITO		
VERDADEIRO	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Classe 1	V_1	F_{12}	F_{13}
Classe 2	F_{21}	V_2	F_{23}
Classe 3	F_{31}	F_{32}	V_3

Fonte: autor.

Tabela 4 – Matriz de confusão para duas classes.

	PREDITO	
VERDADEIRO	Classe 1	Classe 2
Classe 1	V_1	F_{12}
Classe 2	F_{21}	V_2

Fonte: autor.

culado. Para o problema de três classes, tal índice é expresso pela equação (114). Já para duas classes, a equação (115) é utilizada.

$$acurácia = \frac{V_1 + V_2 + V_3}{V_1 + V_2 + V_3 + F_{12} + F_{13} + F_{21} + F_{23} + F_{31} + F_{32}} \quad (114)$$

$$acurácia = \frac{V_1 + V_2}{V_1 + V_2 + F_{12} + F_{21}} \quad (115)$$

A partir desse método, é definida a acurácia de cada modelo e comparadas com os índices obtidos na literatura. A partir disso é possível determinar a viabilidade e confiabilidade da metodologia proposta.

Capítulo 6

Resultados

Antes da montagem do banco de dados, foi necessário avaliar o sistema inicial e adaptá-lo para o estudo proposto. Inicialmente, analisou-se o sistema composto apenas por geradores síncronos, com o objetivo de identificar os modos eletromecânicos e as participações das barras em cada um deles. Em seguida, o sistema foi modificado pela substituição de algumas unidades síncronas por geração eólica, além da adição de geração renovável em outras barras.

Com o sistema adaptado para incluir fontes renováveis, foram realizadas diversas simulações envolvendo variações de carregamento, diferentes perfis de velocidade do vento e contingências segundo o critério $N - 1$. Esses cenários serviram de base para a construção do banco de dados. Após sua elaboração, o banco foi balanceado e particionado, possibilitando a construção dos modelos baseados em DT.

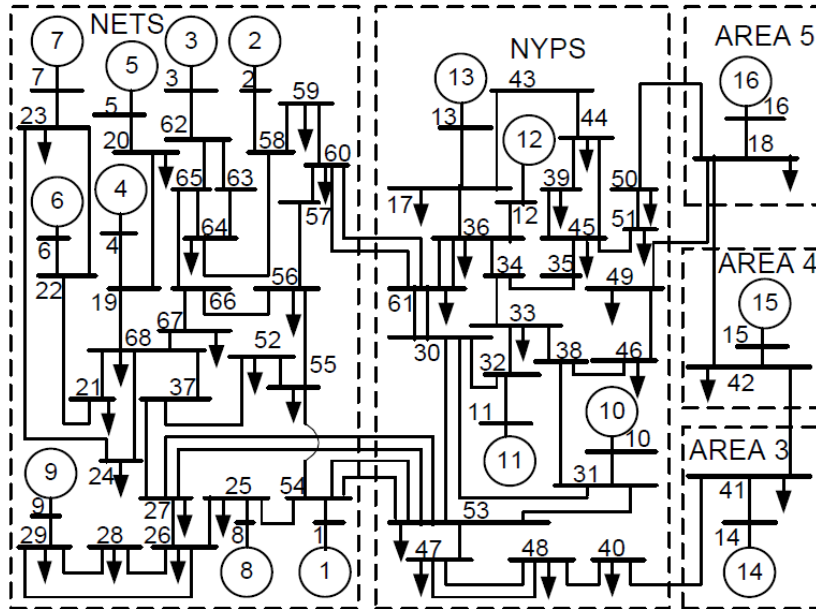
Por fim, as DTs foram validadas considerando os aspectos estudados, como as abordagens centralizada e descentralizada, além da classificação em duas e três classes. Assim, este capítulo dedica-se a apresentar e discutir os resultados obtidos em cada uma dessas etapas.

6.1 Sistema IEEE 68 barras: configuração síncrona de referência

O Sistema inicial utilizado foi o sistema IEEE 68 barras (CANIZARES et al., 2017), o equivalente de ordem reduzida dos sistemas *New England Test System* (NETS) e do sistema *New York Power System* (NYPS), o qual é composto por 16 geradores síncronos. O sistema apresenta ao todo 5 áreas, as quais são ilustradas na Figura 42. A área 1

representa o equivalente reduzido do NETS e a área 2 refere-se ao *New York* (NYPS). As demais regiões 3, 4 e 5 são equivalentes de área.

Figura 42 – Sistema inicial puramente síncrono: 68 barras



Fonte: (CANIZARES et al., 2017)

O sistema IEEE 68 barras é amplamente reconhecido como um *benchmark* consolidado para estudos de estabilidade a pequenas perturbações. Sua estrutura bem documentada, combinando complexidade representativa e viabilidade computacional, o torna uma referência para validação e comparação de metodologias de análise de estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de potência.

Com relação ao modelo dinâmico, todos os geradores são representados por modelos de sexta ordem (KUNDUR; MALIK, 2022). Os geradores conectados nas barras 1 a 12 (G1 a G12) foram equipados com estabilizadores de tensão e reguladores automáticos de tensão, cujos modelos e parâmetros são detalhados em (CANIZARES et al., 2017).

No cenário base, a potência ativa e reativa injetada pelo grupo de geradores presentes em cada área bem como a consumida é descrito na Tabela 5. Nessa configuração, note que a maior parcela da potência é injetada pelas áreas 1 e 2. Também foi contabilizada a inércia de cada área, onde, apesar de as áreas 1 e 2 fornecerem mais potência injetada, são as áreas 1 e 5 que possuem maior inércia.

O sistema apresenta três modos interárea, os quais puderam ser analisados a partir do *software* PacDyn e possuem as características presentes na Tabela 6.

O modo de oscilação 1 possui maior participação da barra 15 (área 4) com as barras 14 (área 3) e 16 (área 5) oscilando contra essa. As demais barras possuem pequena participação. Tal comportamento pode ser observado pelo *mode shape* associado à velocidade angular do rotor dos geradores síncronos, como ilustrado na Figura 43.

Tabela 5 – Informações de cada área do sistema.

Área	Pot. gerada (MW)	Pot. consumida (MW)	Inércia (s)
1	6441,0	8574,9	647,5 (32,70%)
2	5182,0	4425,8	282,6 (14,17%)
3	1785,0	1000,0	300,0 (15,15%)
4	1000,0	1150,0	300,0 (15,15%)
5	3379,6	2470,0	450,0 (22,73%)
Total	17787,6	17620,7	1980,1 (100,0%)

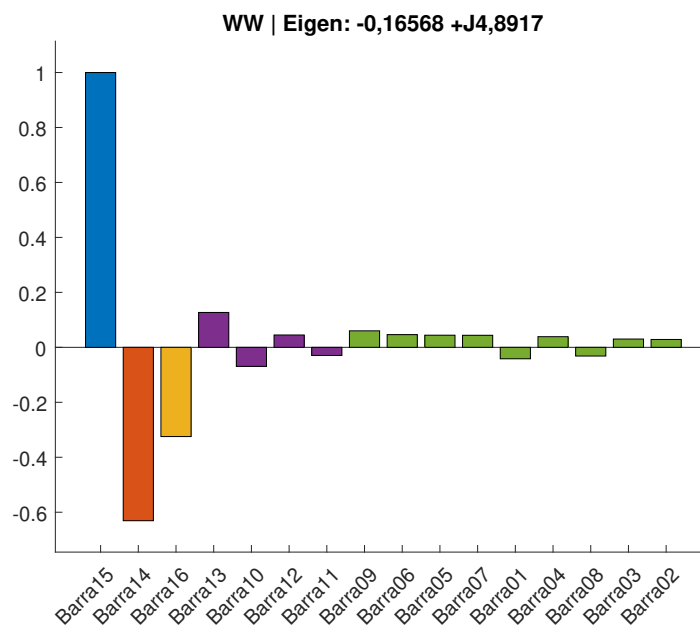
Fonte: autor.

Tabela 6 – Modos eletromecânicos do sistema puramente síncrono obtidos pelo *software* PacDyn.

Índice	Real	Imaginário	Frequência	Fator de Amortecimento
1	-0,1657	4,8917	0,7785	3,3862
2	-0,1184	3,2665	0,5199	3,6236
3	-0,3590	3,7107	0,5906	9,6290

Fonte: autor.

Figura 43 – Participação das barras no modo 1.

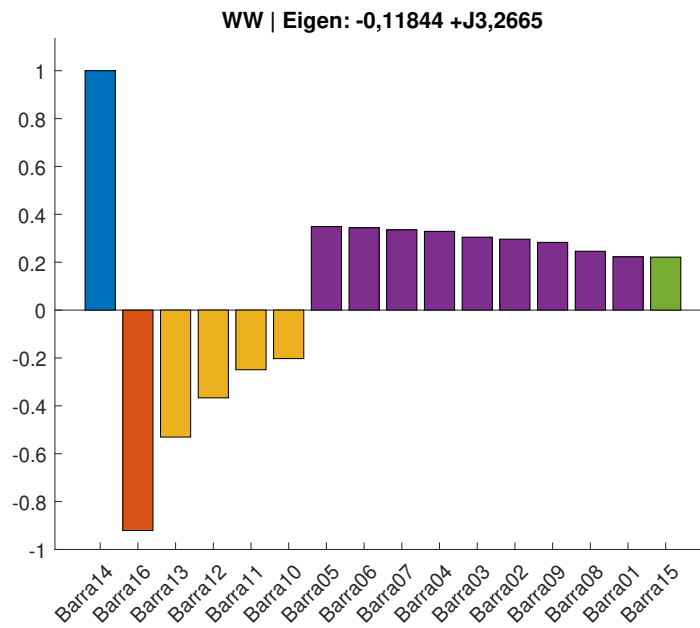


Fonte: autor.

Já o modo de oscilação 2 possui maior participação da barra 14 (área 3) com as barras 16 (área 5) e 13 (área 1) oscilando contra essa. As demais barras possuem pequena participação, sendo que as barras de mesma área oscilam no mesmo sentido. Tal comportamento pode ser observado na Figura 44, obtida através da função *Mode Shape* do PacDyn.

Por fim, o modo de oscilação 3 possui maior participação da barra 13 (área 1) sendo

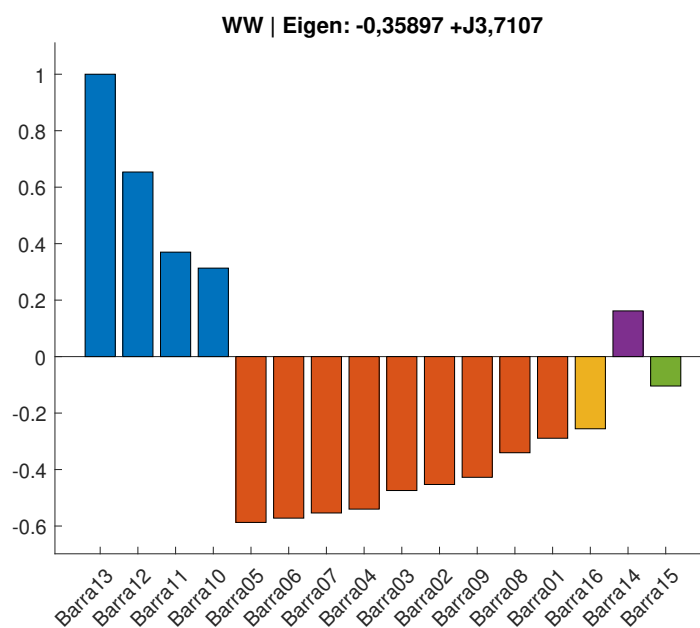
Figura 44 – Participação das barras no modo 2.



Fonte: autor.

que as demais barras da área 1 oscilam na mesma direção e as barras da área 2 oscilam contra essas. As demais barras possuem pequena participação. Tal comportamento pode ser observado pelo *mode shape* associado à velocidade angular do rotor dos geradores síncronos, como ilustrado na Figura 45.

Figura 45 – Participação das barras no modo 3.



Fonte: autor.

6.1.1 Calibração do Método de Prony

Após a identificação dos modos de interesse a partir do *software* PacDyn, o método de Prony foi calibrado empiricamente variando parâmetros de ordem, tolerância e tempo de janela. O evento aplicado para causar uma pequena perturbação que permitisse a identificação dos modos eletromecânicos também foi avaliada, bem como o tipo de variável e a PMU medida. Ao final, avaliou-se tal aplicação através de uma combinação de todos os pontos citados abaixo, com todos os sinais amostrados com uma taxa de 1/60 s, compatível com a de uma PMU.

- ☐ Sinal de *step* aplicado no AVR do gerador síncrono das barras 9 e 11;
- ☐ Leitura de sinais de tensão nas barras 40, 47 e 48;
- ☐ Potência ativa gerada nas barras 14, 15 e 16;
- ☐ Frequência do gerador 14, 15 e 16.

A seleção de tais pontos partiu-se da avaliação de fatores de participação e observabilidade de cada um dos modos. O sinal de *step* no AVR do gerador foi sempre de 0.05 pu durante 400 ms.

Os parâmetros do método de Prony foram testados seguindo uma combinação dos fatores abaixo:

- ☐ Ordens de 150 a 250;
- ☐ Tolerâncias de 0.2 a 5 segundos com passos de 0.5 segundos;
- ☐ Janelas de 12.5, 15 e 17,5 segundos.

Ao final deste processo, nota-se que a leitura da frequência do gerador da barra 14 através da aplicação do evento na barra 9, com uma ordem de 223, tolerância de 200 ms e janela de 12,5 s apresentou melhor resultado quando comparado com os resultados apresentados pelo *software* PacDyn e também em relação ao RMSE, do sinal reconstituído comparado com o sinal medido, aproximadamente $5,9802 \cdot 10^{-5}$. A comparação dos parâmetros estimados pelo método podem ser vistos e comparados com os resultados apresentados pelo *software* PacDyn na Tabela 7. Vale ressaltar que a calibração foi realizada com base nos modos 1 e 2, visto que o modo 3 possui maior participação do gerador 13, substituído por parque eólico, processo descrito nas próximas seções. Além disso, o método de Prony apresenta resultados mais aderentes para a representação de modos com fator de amortecimento mais baixos, por essas razões, nota-se uma aderência maior para os modos 1 e 2. A Figura 46 apresenta os resultados obtidos pela aplicação do método de Prony. Após a decomposição em senóides amortecidas, apenas aquelas representativas de modos eletromecânicos inter-área são selecionadas, o gráfico com tais

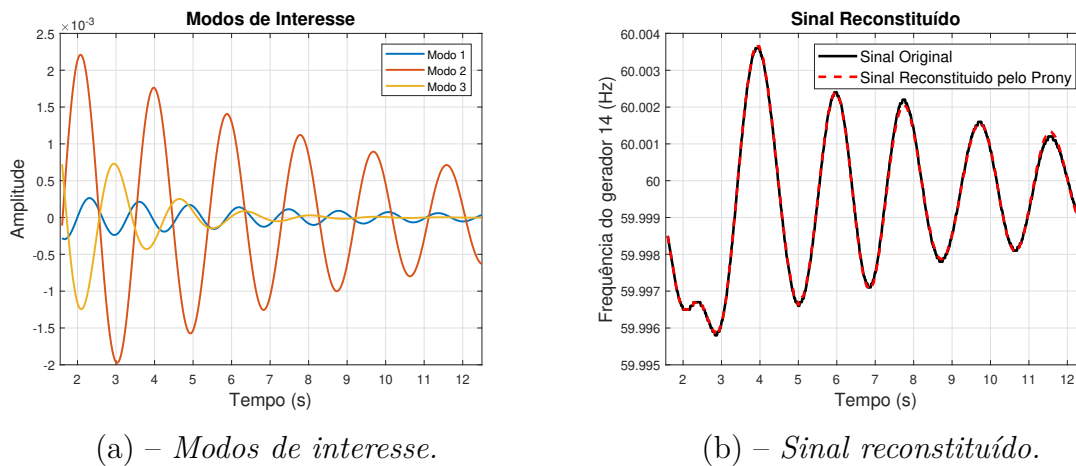
modos de interesse pode ser visto na Figura 46(a). Além disso, o sinal reconstituído pela soma de todas as senoides decompostas é visto na Figura 46(b) e comparado com o sinal original.

Tabela 7 – Modos eletromecânicos do sistema puramente síncrono obtidos pelo método de Prony comparados com os obtidos pelo *software* PacDyn.

	Índice	Real	Imaginário	Frequência	Fator de Amortecimento
Prony	1	-0,1649	4,8581	0,7732	3,3930
	2	-0,1190	3,3055	0,5261	3,5985
	3	-0,6275	3,6987	0,5887	16,7278
PacDyn	1	-0,1657	4,8917	0,7785	3,3862
	2	-0,1184	3,2665	0,5199	3,6236
	3	-0,3590	3,7107	0,5906	9,6290

Fonte: autor.

Figura 46 – Resultados do método de Prony para o sistema inicial puramente síncrono.



Fonte: autor.

Apesar disso, outras três combinações que também foram consideradas favoráveis também foram armazenadas para posterior aplicação no sistema modificado caso necessário. São elas: frequência do gerador 16 com ordem de 250, potência ativa gerada pelo gerador 14 com ordem de 241 e potência ativa gerada pelo gerador 16 com ordem de 245, todas os mesmos parâmetros para tolerância, tamanho da janela e AVR de aplicação do evento.

6.2 Sistema com alta penetração de geração eólica: caso Base

Para geração do caso base a ser utilizado para os estudos, foi feita a inserção da geração eólica no sistema inicial puramente síncrono. Ao todo, foram adotadas três estratégias,

aplicadas de forma simultânea: a substituição total de barras síncronas, a substituição parcial de barras síncronas e a adição de geração eólica em barras de carga já existentes.

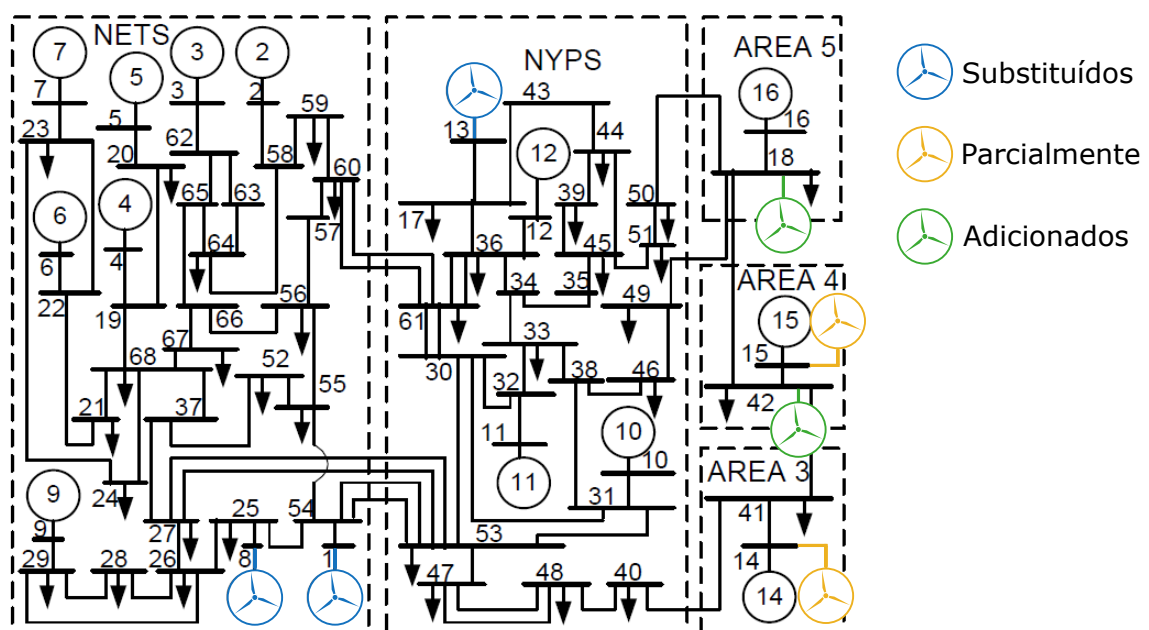
A barra 1 (área 2) teve seu gerador síncrono inteiramente substituído por um parque eólico, assim como as barras 8 (área 2) e 13 (área 1). Já as barras 14 (área 3) e 15 (área 4) foram parcialmente substituídas por geração eólica, tendo ambas gerações conectadas, síncrona e eólica. Por fim, as barras 18 (área 5) e 42 (área 4), previamente barras de carga, receberam a adição de eólicas. Os geradores eólicos incluídos no sistema possuem o modelo descrito na seção 2.3 e levam o modo de controle padrão previsto em seu modelo, o modo de controle de tensão na barra terminal. Ao final, a potência ativa síncrona e eólica injetada por cada área, bem como sua penetração de geração eólica em porcentagem relativa aquela área e a inércia síncrona em porcentagem relativa ao sistema pode ser vista na Tabela 8 e ilustrada na Figura 47. A potência consumida se mantém a mesma do sistema inicial puramente síncrono. Com isso, a inércia total, síncrona, do caso base foi reduzida em 562,3 s, representando uma redução total de aproximadamente 28,4%.

Tabela 8 – Potência síncrona e eólica de cada área do caso base.

Área	Pot. síncrona (MW)	Pot. eólica (MW)	Inércia (s)
1	2850	3591 (55,75%)	151,5 (10,68%)
2	4392	790 (15,25%)	216,3 (15,26%)
3	1160	624,6 (35,00%)	300 (21,16%)
4	500	750 (60,00%)	300 (21,16%)
5	2311,6	825 (26,30%)	450 (31,74%)
Total	11213,6	6080,6 (36,98%)	1417,8 (100,0%)

Fonte: autor

Figura 47 – Sistema com geração eólica: 68 barras



Fonte: adaptado de (CANIZARES et al., 2017).

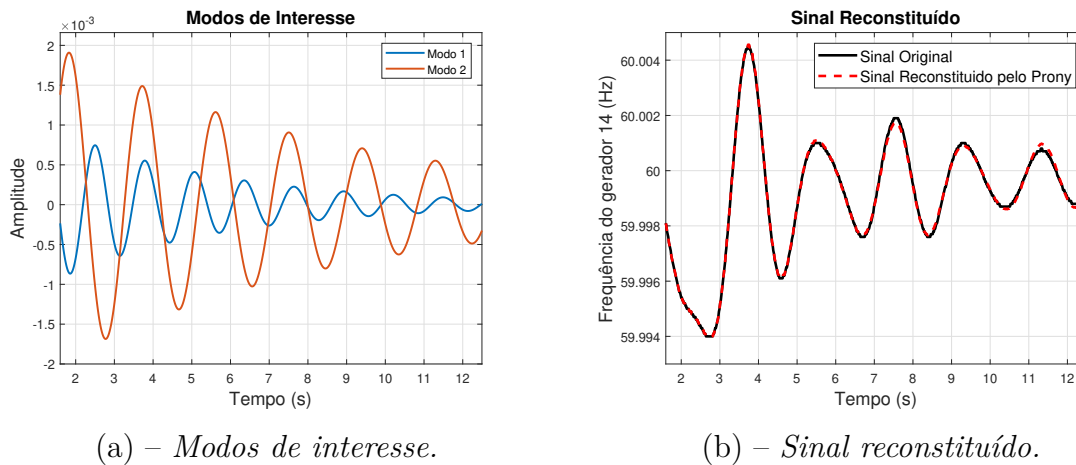
Dos três modos interárea já presentes no sistema puramente síncrono, o modo com 3 (aproximadamente 0,59 Hz) presente na Tabela 6, com alta participação do gerador 13, não está mais presente nessa nova configuração, uma vez que esse gerador foi substituído integralmente por geração eólica. Portanto, o sistema base com geração eólica é composto por dois modos de oscilação inter-área. Ambos os modos foram analisados a partir do método de Prony, apresentando as características presentes na Tabela 9. O primeiro modo apresenta um aumento no valor da frequência, enquanto que o fator de amortecimento se apresenta aproximadamente 39,88% maior. Já o modo 2 apresenta frequência maior e fator de amortecimento 9,61% maior. A Figura 48 apresenta os resultados obtidos pela aplicação do método de Prony para o caso base modificado, em que o gráfico com os modos de interesse pode ser visto na Figura 48(a) e o sinal reconstituído na Figura 48(b). Ao final, o RMSE obtido para essa interação foi de $7,7972 \cdot 10^{-5}$.

Tabela 9 – Modos eletromecânicos do sistema puramente síncrono obtidos pelo *software* PacDyn

Índice	Real	Imaginário	Frequência	Fator de Amortecimento
1	-0,2325	4,8922	0,7786	4,7462
2	-0,1310	3,3189	0,5282	3,9442

Fonte: autor.

Figura 48 – Resultados do método de Prony para o sistema base com geração eólica.



Fonte: autor.

A partir desse cenário base, novos casos foram gerados com intuito de formar um banco de dados representativo do sistema teste.

6.3 Conjunto de dados

Para a criação do conjunto de dados, seguiu-se a metodologia apresentada na seção 5.2, ou seja, considerou-se para o caso base as seguintes alterações:

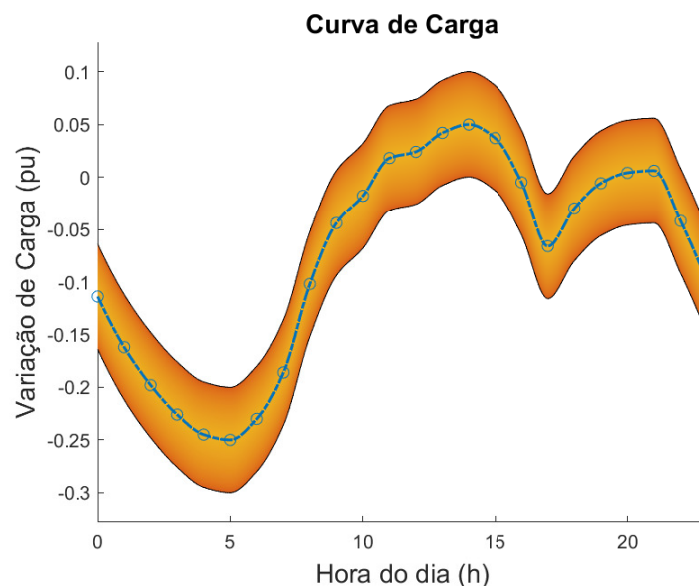
- ❑ Variações de carga no sistema seguindo o perfil horário de um dia;
- ❑ Incertezas relacionadas à geração eólica, representadas pela curva de Weibull para um dos parques inseridos no sistema;
- ❑ Contingências seguindo critério $N - 1$.

6.3.1 Variação de carregamento

Para a construção do banco de dados foram definidos 24 Pontos de Operação Base, os POBs, que compõem uma curva típica de variação de carga ao longo de um dia útil (linha azul na Figura 49). O ponto correspondente às 15h00 foi adotado como condição de referência do sistema. A partir desse caso base, realizaram-se testes empíricos para identificar os limites de convergência do fluxo de potência, considerando máxima geração eólica disponível e o redespacho dos geradores síncronos em função da demanda. Nesse processo, os valores extremos de carregamento atingidos pelos POBs foram de +5% e -25%.

Conforme o procedimento detalhado na Seção 5.2, para cada POB foram geradas novas amostras respeitando uma distribuição Gaussiana, limitadas a variações de até 5%. O conjunto resultante de pontos adicionais define a região sombreada em laranja na Figura 49, representando a dispersão dos pontos em torno da curva base.

Figura 49 – Variação de carga aplicada para construção do banco de dados.



Fonte: autor.

Adicionalmente, dentro do perfil de carga adotado, foram consideradas variações associadas à presença MMGD, considerando como base o perfil de carga de um dia útil brasileiro. Essas considerações permitem avaliar o impacto da geração distribuída sobre a

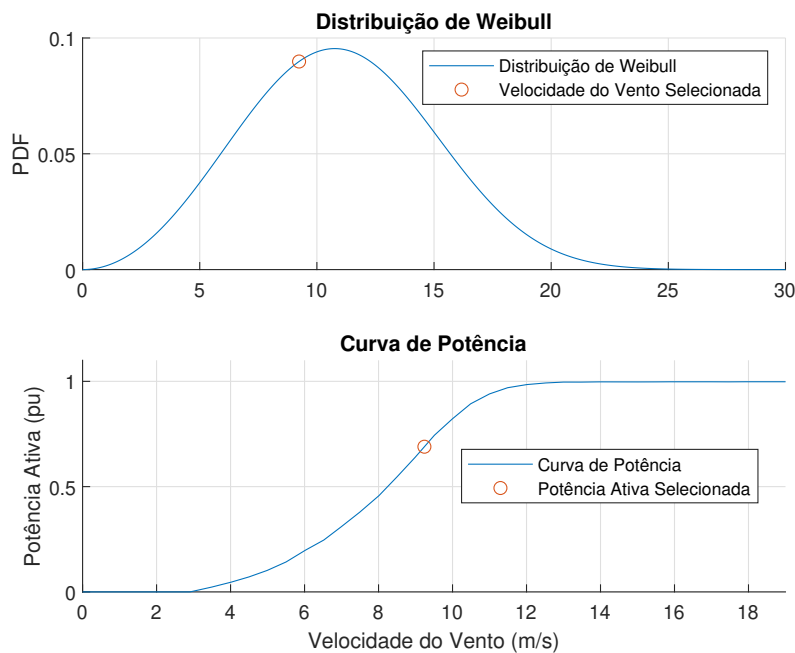
curva diária de demanda, especialmente em períodos de máxima diurna, quando há maior disponibilidade de geração fotovoltaica, e de máxima noturna, quando essa contribuição é reduzida ou nula. Assim, o perfil de carga utilizado no banco de dados representa de forma mais abrangente o comportamento dinâmico do sistema elétrico frente à penetração crescente de MMGD.

6.3.2 Incertezas da geração eólica

Para a aplicação de variações das fontes eólicas, não despacháveis, do sistema, considerou-se a distribuição de Weibull para todos os parques eólicos do sistema com fator de forma $k = 3$ e uma velocidade média de 11 m/s, o que condiz com um valor de fator de escala seguindo $c = \text{velocidade_média} / \Gamma(1 + 1/k)$, ou seja, aproximadamente 12,3. Tal configuração foi selecionada para que se possa abranger as potências ativas com variação em toda a curva de potência do gerador eólico utilizado e com alta variabilidade. Para cada barra de geração eólica ocorre a aplicação individual da distribuição de Weibull com os parâmetros supracitados.

Como citado na seção 5.2.2, a distribuição de Weibull indica somente a PDF característica da velocidade do vento sendo necessário transpor a velocidade do vento selecionada pela distribuição de Weibull na curva de potência do aerogerador. Para isso, a partir da velocidade do vento selecionada na curva da distribuição de Weibull, a potência ativa de saída do aerogerador foi selecionada conforme exemplificado na Figura 50.

Figura 50 – Aplicação da distribuição de Weibull na curva de potência de um gerador eólico.

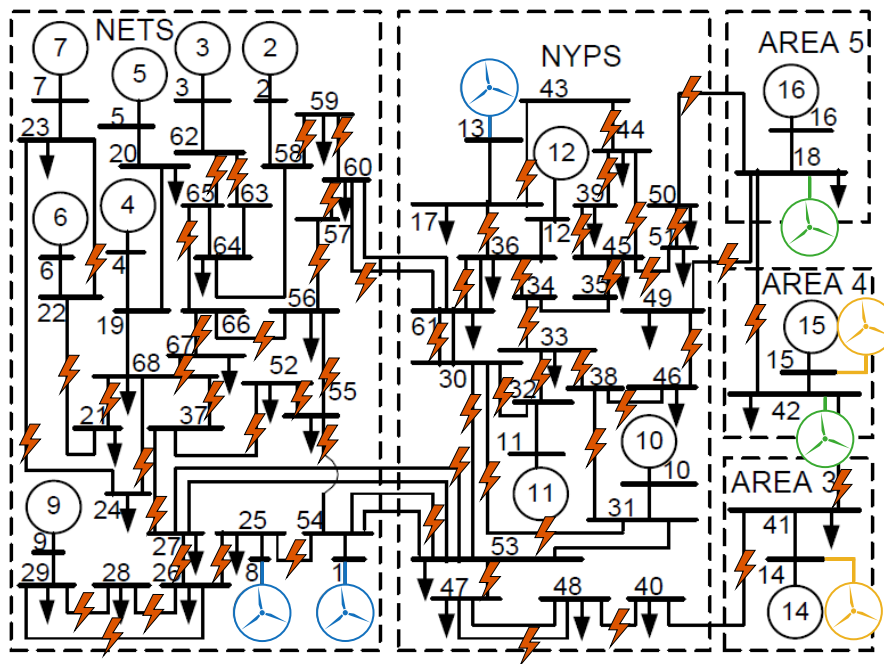


Fonte: autor.

6.3.3 Contingências

Como supracitado, considera-se contingências do tipo $N - 1$ para a criação do banco de dados. Para tal, uma lista contendo 62 contingências foi criada, contemplando todas as linhas de transmissão presentes no sistema, com exceção de linhas de conexão de geradores e linhas únicas de interligação entre diferentes áreas. A título de ilustração, a Figura 51 apresenta em vermelho, as contingências consideradas.

Figura 51 – Contingências $N - 1$ aplicadas para construção do banco de dados.



Fonte: adaptado de (CANIZARES et al., 2017).

6.3.4 Criação do banco de dados a partir das variações consideradas

Para que fosse possível considerar todas as variações mencionadas, seguiu-se os passos descritos no algoritmo 1.

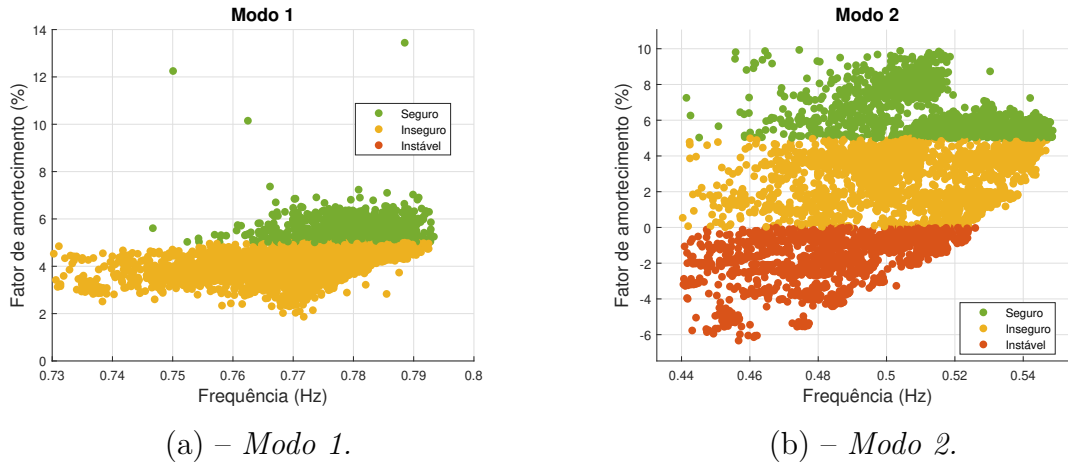
Como o sistema apresentou maior quantidade de casos seguros e inseguros em relação aos instáveis, procedeu-se ao balanceamento do banco de dados tomando como referência a classe minoritária. Assim, casos seguros e inseguros foram eliminados até que as três classes apresentassem o mesmo número de amostras. Os valores de fator de amortecimento e de frequência resultantes do banco de dados balanceado são ilustrados na Figura 52. Além disso, a Figura 52(a) apresenta a dispersão do fator de amortecimento associada ao modo 1, enquanto a Figura 52(b) mostra a correspondente ao modo 2.

A partir dos resultados obtidos, verifica-se que o Modo 1 apresenta baixa variabilidade no fator de amortecimento e não registra casos instáveis. Dessa forma, a aplicação das

Algoritmo 1 Algoritmo para criação do banco de dados.

Input: Dados da rede, vetor de carga, contingências, dados dos parques eólicos
Data: $n = n_0$; // Número inicial de repetições
while menos de 2500 casos instáveis para pelo menos um modo monitorado **do**
 Gerar vetor de cargas m de tamanho $m = n \times 24$ baseando-se na curva gaussiana
 for cada elemento de m **do**
 Redespachar geradores síncronos
 Selecionar velocidade do vento para cada parque eólico segundo curva de Weibull
 Gerar vetor $m \times 63$ considerando as contingências do sistema
 for cada elemento de $m \times 63$ **do**
 Gerar fluxo de carga
 Aplicar evento definido
 Extrair características modais via método de Prony
 Avaliar número de casos instáveis para cada modo monitorado

Figura 52 – Fator de amortecimento e frequência de cada modo monitorado.



Fonte: autor.

DTs e a análise dos resultados foram conduzidas considerando exclusivamente o Modo 2, por este representar o único caso com potencial risco à operação do sistema.

6.4 Resultados do modelo de predição

Para realizar o treinamento e validação das DTs construídas, utilizou-se o conjunto de dados dividido em duas partes: 70 % dos dados foram utilizados para o treinamento da árvore, enquanto os 30 % restantes foram reservados para validação do modelo, garantindo uma avaliação imparcial de sua capacidade de generalização. Essa mesma separação dos dados também foi aplicada no treinamento das DTs distribuídas foi utilizado para todas as DTs geradas.

Para a modelagem de cada DT, foi utilizado o algoritmo CART, implementando a função *fitctree* do *software* Matlab com suas configurações padrão. A abordagem consiste na construção recursiva de uma árvore binária, orientada pela minimização do índice de Gini, critério utilizado por padrão para avaliação das divisões em tarefas de classificação.

O crescimento da árvore foi controlado pelos seguintes critérios de parada:

- ❑ O nó torna-se puro (todas as amostras pertencem à mesma classe);
- ❑ O nó possui menos de 10 amostras (valor mínimo para tentativa de divisão);
- ❑ Qualquer divisão resultaria em nós-filho com menos de uma amostra;
- ❑ A árvore atinge o número máximo de divisões permitido $n - 1$, onde n é o número de amostras no conjunto de treinamento.

A partir dessas premissas para o treinamento, foram geradas as DTs, com o objetivo de investigar o impacto da seleção de atributos e do tipo de abordagem (centralizada ou descentralizada) sobre o desempenho dos classificadores.

6.4.1 Abordagem centralizada

Na primeira etapa, foi treinado um modelo centralizado de DT utilizando todos os disponíveis no conjunto de dados. Esse vetor de atributos é composto por: $x = [V, \Theta, P, Q]$, sendo essas tensão, ângulo da tensão, potência ativa e reativa de cada barra de geração do sistema, síncronas e eólicas. Ao todo, com os dados de todas as barras de geração, são consideradas 96 *features*.

O foco estudado nesta primeira etapa é a classificação do modo eletromecânico monitorado em 3 classes, fornecendo assim informações mais completas e úteis em relação para a tomada de decisão em relação a estabilidade dos modos interárea.

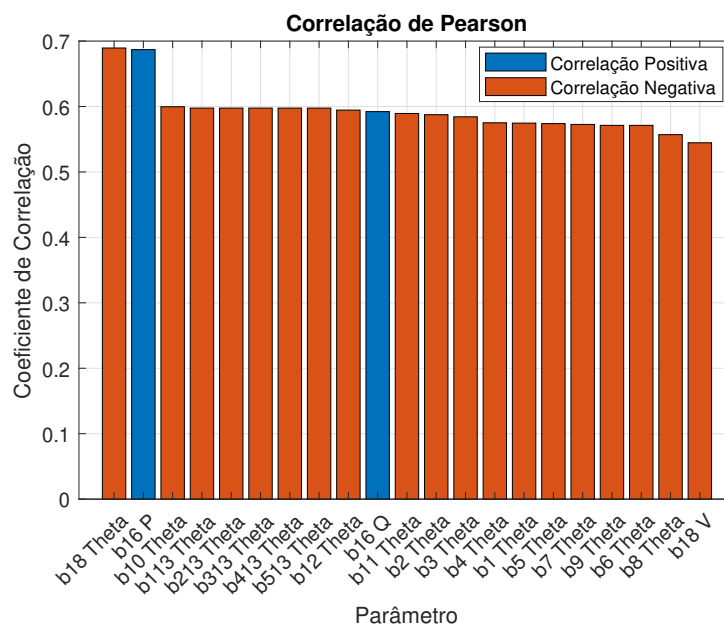
Esta configuração permitiu que o próprio algoritmo CART conduzisse a seleção automática das variáveis mais relevantes com base em seu critério de impureza, portanto nenhuma filtragem prévia dos atributos foi aplicada. Essa árvore representou a referência central para as análises posteriores, pois incorporava a totalidade da informação disponível no sistema.

Para fins de comparação, foi desenvolvida uma segunda árvore de decisão, desta vez utilizando apenas os atributos selecionados com base em uma análise de correlação de Pearson com a classe alvo no banco pré-treino. A correlação de Pearson é uma medida estatística que avalia a intensidade e a direção da relação linear entre duas variáveis contínuas. Seu coeficiente varia de -1 a 1, sendo que valores próximos de ± 1 indicam correlação forte (positiva ou negativa), enquanto valores próximos de 0 indicam ausência de relação linear.

Em suma, a seleção de atributos com base na correlação de Pearson impacta diretamente o comportamento do índice de Gini durante o treinamento da árvore de decisão. Como o índice de Gini é utilizado para medir a pureza das divisões em cada nó, atributos com maior correlação linear com a variável alvo tendem a produzir maiores reduções na impureza. Dessa forma, a filtragem prévia dos atributos atua como uma etapa de pré-seleção que privilegia variáveis com maior poder discriminativo.

Neste caso, foram considerados apenas os atributos cujo coeficiente de correlação com a variável de saída apresentou módulo superior a 0,5, ou seja, com correlação linear relevante, todos apresentados na Figura 53, em que b refere-se à barra do atributo, P à potência ativa gerada na barra, Q à potência reativa gerada e $Theta$ ao ângulo da tensão. Essa etapa de filtragem teve como objetivo reduzir o número de variáveis de entrada no banco pré-treino com base em uma avaliação estatística externa ao processo de aprendizado da árvore, oferecendo uma comparação direta com a seleção interna realizada pelo modelo anterior.

Figura 53 – Correlação de Pearson.



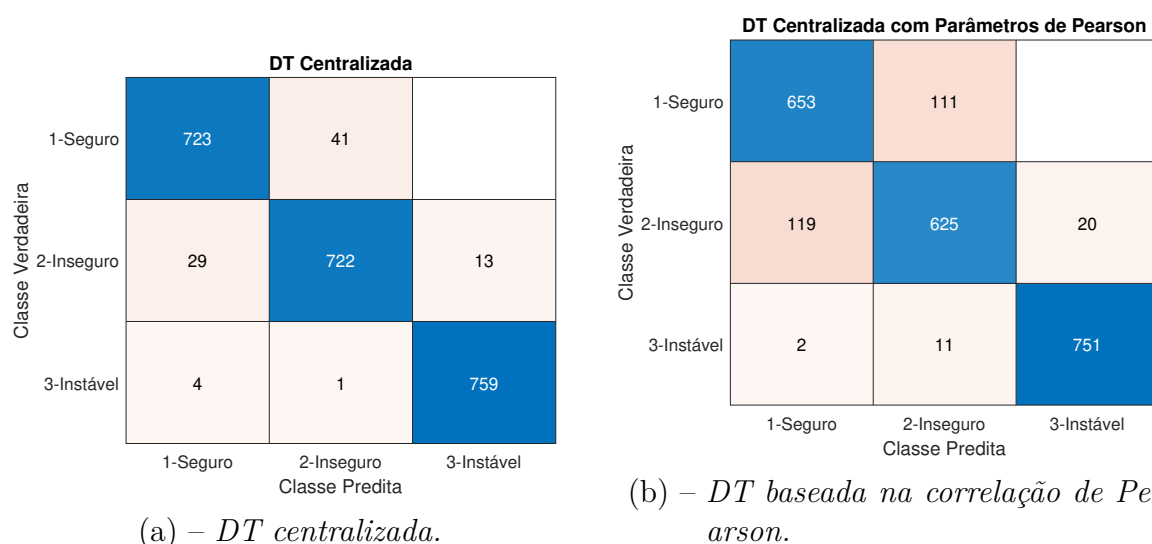
Fonte: autor.

Os resultados demonstram que o primeiro modelo, considerando abordagem centralizada com todos os atributos, apresentou acurácia de 96,16%, já a DT baseada na correlação de Pearson apresentou acurácia de 88,53%. A comparação entre os dois modelos indicou que a DT centralizada com todos os atributos obteve desempenho superior.

As matrizes de confusão podem ser vistas na Figura 54, onde a Figura 54(a) apresenta a matriz de confusão do modelo centralizado e a Figura 54(b) do modelo baseado na correlação de Pearson. As matrizes de confusão evidenciam que a grande maioria das amostras foi corretamente classificada em ambas as abordagens, com erros concentrados em classes

vizinhas. O pior cenário ocorre nos casos em que há confusão entre os índices de menor e maior valor, ou seja, classificações incorretas diretamente nos limites da escala. Esses casos extremos representam apenas 4 das 2292 amostras (0,17%) no modelo centralizado e 2 (0,09%) no modelo baseado na correlação de Pearson foram classificadas como estáveis quando a classe verdadeira do modo é instável. Nenhum caso seguro foi classificado como instável em nenhuma das duas DTs. Por outro lado, os demais casos de confusão são de ordem de 3,66% para a centralizada e 11,47% na DT baseada em Pearson. Tais comportamentos demonstram que, mesmo com a filtragem estatística externa, a seleção realizada pelo algoritmo CART foi mais eficaz na identificação de padrões relevantes e na construção de divisões mais informativas para o treinamento de uma DT.

Figura 54 – Matrizes de confusão das DTs centralizadas com todas as entradas e com entradas baseadas na correlação de Pearson.



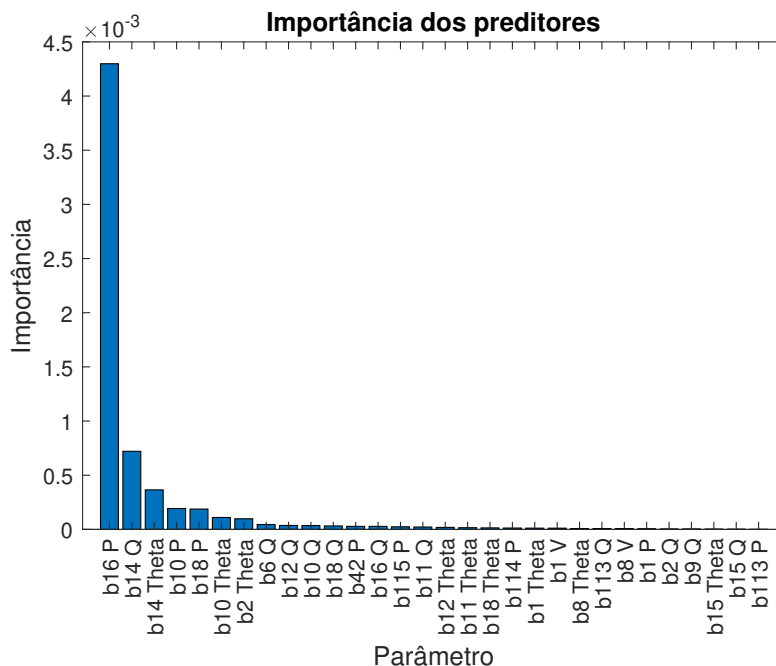
Fonte: autor.

Visto que o base no modelo centralizado inicial apresentou melhores resultados quando comparado com o modelo com entradas baseadas na correlação de Pearson, esta primeira foi utilizada para realizar uma extração das variáveis com maior importância relativa, conforme os valores fornecidos pelo próprio algoritmo da DT. Tais importâncias das variáveis extraídas podem ser vistas na Figura 55. A importância de cada variável é calculada com base na redução total da impureza proporcionada por suas divisões ao longo da árvore.

A partir dessa análise, identificaram-se as duas barras com maior importância relativa no sistema, as barras 16 e 14, cujos atributos apresentaram maior contribuição para a qualidade das decisões geradas pelo modelo.

Com as informações das duas barras mais relevantes, foi treinada uma nova árvore de decisão centralizada, utilizando apenas os atributos dessas duas barras. O objetivo foi verificar se uma redução drástica no número de variáveis, desde que bem selecionadas, poderia manter ou até melhorar o desempenho do modelo.

Figura 55 – Importância das variáveis extraídas do modelo centralizado.



Fonte: autor.

Como resultado, essa árvore centralizada reduzida não apenas manteve a acurácia observada anteriormente, chegando em 96,16%, como superou os modelos anteriores em relação a sua matriz de confusão, vista na Figura 56. Destaca-se que, para essa DT, nenhum caso instável fora classificado como seguro, bem como nenhum caso seguro fora classificado como instável. Tal comportamento evidencia o potencial de simplificação do modelo sem perda de desempenho, desde que a seleção de atributos seja criteriosa. Vale ressaltar que a Barra 16 representa a barra de geração síncrona, através da análise de *Mode Shape*, com maior participação no modo eletromecânico analisado enquanto a barra 14 representa uma barra de geração conjunta síncrona e eólica.

Figura 56 – Matriz de confusão do modelo centralizado com entradas das barras 14 e 16.

DT Centralizada com Parâmetros das Barras 14 e 16

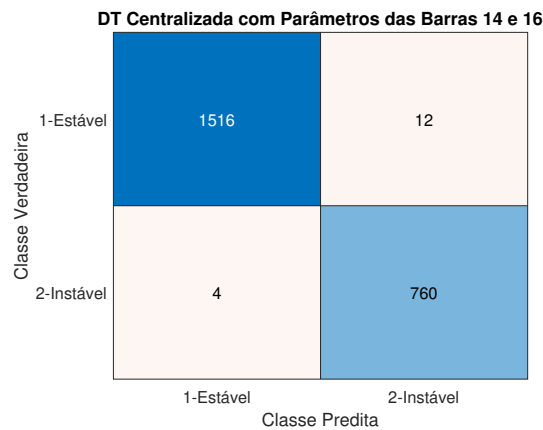
		1-Seguro	2-Inseguro	3-Instável
Classe Verdadeira	1-Seguro	724	40	
	2-Inseguro	27	720	17
	3-Instável		4	760
		1-Seguro	2-Inseguro	3-Instável
		Classe Predita		

Fonte: autor.

Para a árvore centralizada construída com as duas barras mais relevantes, a tarefa de classificação foi reformulada: ao invés de prever entre três classes, como nos modelos anteriores, esse modelo foi treinado para realizar uma classificação em duas classes. Essa modificação foi realizada para refletir cenários mais comumente vistos na literatura, reduzindo a complexidade da tarefa, uma vez que modelos com escopo restrito de entrada podem ter dificuldade para distinguir entre múltiplas classes com base em informações limitadas.

Sua matriz de confusão pode ser vista na Figura 57, a qual obteve acurácia de 99,30%. Apesar do aumento na acurácia em relação a DT anterior, é relevante destacar que 0,18% dos casos instáveis foram classificados como estáveis e 0,52% dos casos estáveis foram classificados como instáveis.

Figura 57 – Matriz de confusão do modelo centralizado com entradas das barras 14 e 16 para duas classes.



Fonte: autor.

Através dos dados obtidos com as DTs centralizadas geradas, é possível traçar uma comparação considerando a acurácia e a profundidade de cada uma das DTs delas. Tal comparação pode ser vista na Tabela 10, com destaque para os resultados das DTs centralizadas que consideram as barras 14 e 16, as quais possuem melhor acurácia e menor número de classificações incorretas nos índices limites.

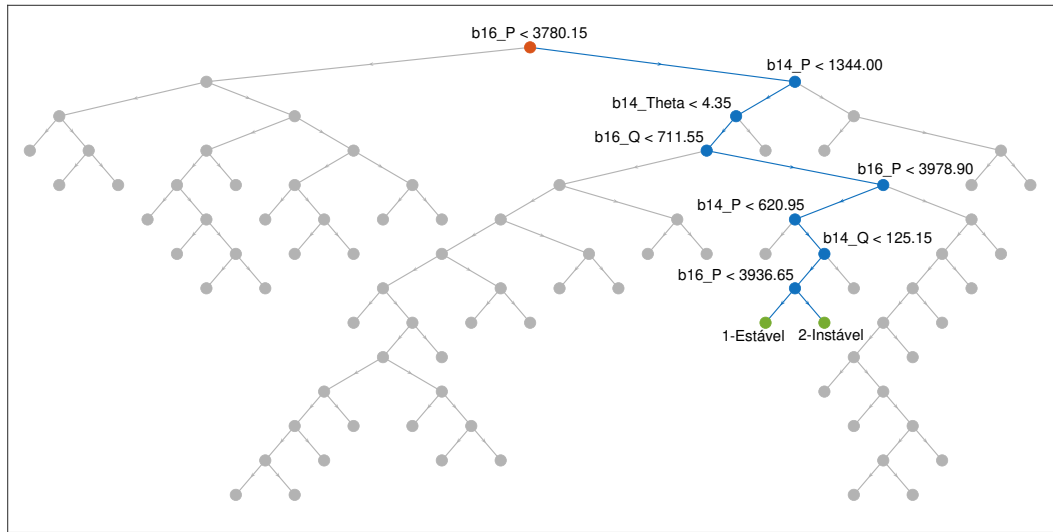
Tabela 10 – Resultados obtidos para as DTs centralizadas geradas.

Árvore de Decisão	Acurácia (%)	Profundidade
Centralizada com todas as entradas	96,16	19
Centralizada Pearson	88,53	33
Centralizada Barras 14 e 16 - 3 classes	96,16	22
Centralizada Barras 14 e 16 - 2 classes	99,30	13

Fonte: autor.

Com o objetivo de exemplificar o processo de classificação, a Figura 58 apresenta um ramo da DT centralizada construída com atributos das barras 14 e 16 para classificação binária.

Figura 58 – Ramo destacado para exemplificação.



Fonte: autor.

Para a construção desse ramo, todos os atributos do vetor de entrada P , Q , V e Θ referentes às barras 14 e 16, são testados juntamente com seus respectivos limiares. O atributo e o limiar que resultam no menor índice de Gini, isto é, na menor impureza das amostras, são selecionados para o primeiro teste da DT. Nesse caso, a raiz avalia se a potência ativa P da barra 16 é inferior a 3780,15 MW.

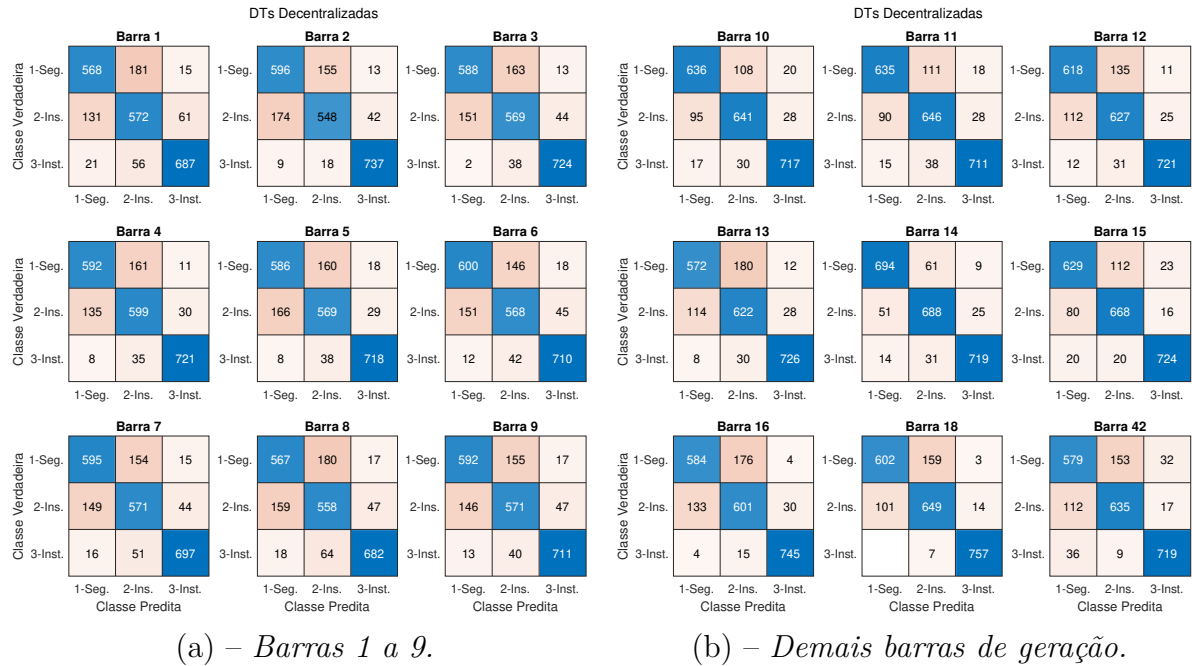
A partir dessa divisão, o procedimento é repetido de forma recursiva para cada subconjunto resultante, aplicando novamente a busca pelo atributo e limiar que minimizam a impureza. No exemplo ilustrado, entre as amostras em que P na barra 16 é superior a 3780,15 MW, o próximo teste selecionado verifica se P na barra 14 é inferior a 1344 MW. Esse processo se repete até que o critério de parada seja atingido, momento em que o algoritmo define o nó terminal responsável por classificar a amostra em uma das classes possíveis.

6.4.2 Abordagem descentralizada

Por fim, foi adotada a abordagem descentralizada, na qual foram treinadas múltiplas árvores de decisão independentes, cada uma utilizando somente os dados referentes a uma única barra de geração do sistema. Cada DT descentralizada operou de forma isolada, sem conhecimento dos dados das demais barras. Essa abordagem teve como objetivo analisar a capacidade de aprendizado local de cada unidade de geração, bem como sua autonomia na tomada de decisões baseada em suas próprias variáveis operacionais.

As matrizes de confusão podem ser vistas na Figura 59, a Figura 59(a) para as barras de 1 a 9, e a Figura 59(b) para as demais barras de geração. Já uma tabela comparativa considerando acurácia, tipo de geração dos dados e profundidade de cada uma das DTs pode ser vista na Tabela 11.

Figura 59 – Matrizes de confusão das DTs descentralizadas.



Fonte: autor.

Tabela 11 – Resultados obtidos para cada DT descentralizada com classificação em 3 classes gerada.

Árvore de Decisão	Geração	Acurácia (%)	Profundidade
Barra 01	Eólica	79,71	20
Barra 02	Síncrona	82,07	22
Barra 03	Síncrona	82,07	19
Barra 04	Síncrona	83,42	21
Barra 05	Síncrona	81,72	25
Barra 06	Síncrona	81,94	22
Barra 07	Síncrona	81,28	23
Barra 08	Eólica	78,84	25
Barra 09	Síncrona	81,76	22
Barra 10	Síncrona	87,00	21
Barra 11	Síncrona	86,91	20
Barra 12	Síncrona	85,78	23
Barra 13	Eólica	83,77	21
Barra 14	Ambas	91,67	18
Barra 15	Ambas	88,18	21
Barra 16	Síncrona	84,21	42
Barra 18	Eólica	87,61	27
Barra 42	Eólica	84,34	24
Média descentralizadas	Ambas	84,01	23

Fonte: autor.

As acurácias das DTs descentralizadas apresentam média de 84,01%, sendo a menor acurácia de 78,84% e a maior de 91,67%. Destaca-se que a DT com maior acurácia provém de uma barra com ambas as gerações: eólica e síncrona. A DT com segunda maior acurácia também possui a mesma característica. Desconsiderando essas, a média da acurácia das DTs que possuem somente geração eólica é de 82,85%, enquanto que as que apresentam somente geração síncrona apresentam acurácia média de 83,47%. Vale destacar ainda que a DT presente na barra 18, uma barra somente com geração eólica, é a que apresenta menor número de classificações incorretas nos índices limites, sendo zero para os casos instáveis classificados como estáveis e 3 (0,13%) para os casos estáveis classificados como instáveis.

Essa análise permitiu avaliar a contribuição individual de cada barra para o processo decisório e entender como o desempenho dos modelos variava conforme o acesso à informação é reduzido ao escopo local.

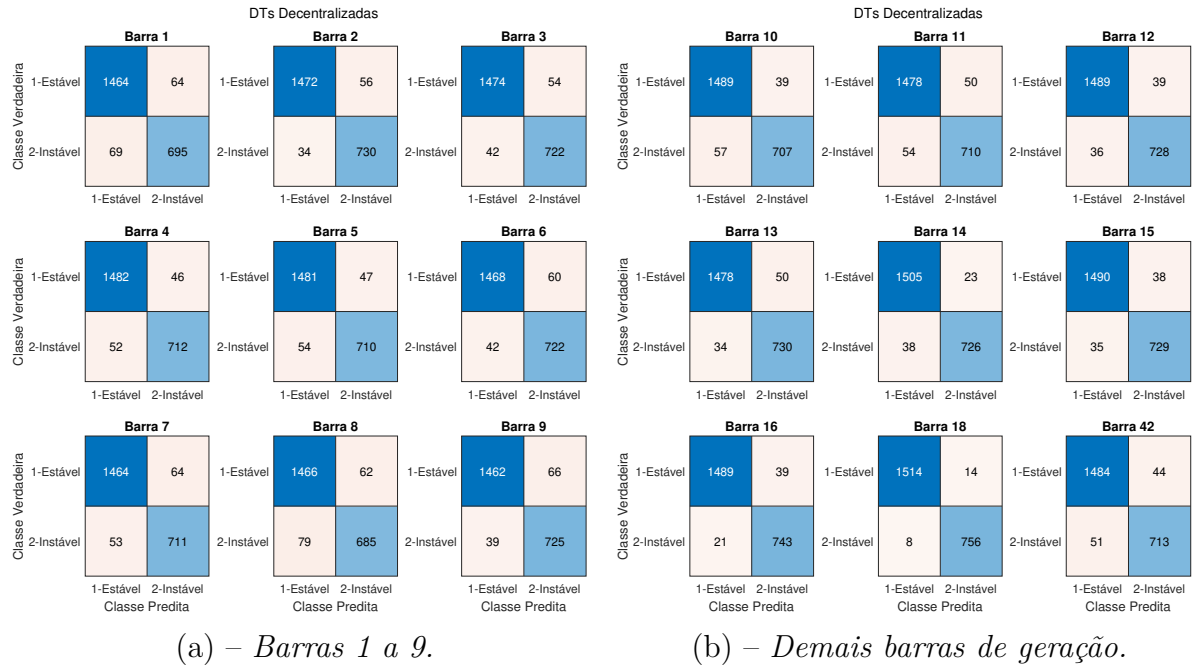
Para tais modelos descentralizados, a tarefa de classificação também foi reformulada: ao invés de prever entre três classes, esses modelos foram treinados para realizar uma classificação em duas classes. Essa modificação foi necessária para refletir cenários mais realistas do ponto de vista local e reduzir a complexidade da tarefa com o objetivo de atingir uma melhor abordagem para classificação em cenários que demandam uma arquitetura distribuída, como em situações com falhas de comunicação, latência elevada ou limitações na infraestrutura de telecomunicações.

As matrizes de confusão podem ser vistas na Figura 60, a Figura 60(a) para as barra de 1 a 9, e a Figura 60(b) para as demais barras de geração. Já uma tabela comparativa considerando acurácia, tipo de geração dos dados e profundidade de cada uma das DTs pode ser vista na Tabela 12.

As acurácias das DTs descentralizadas apresentam média de 95,99%, sendo a menor acurácia de 93,85% e a maior de 99,04%. Destaca-se que a DT com maior acurácia está alocado em uma barra de geração eólica, e que também é a DT com menor número de classificações incorreta nos índices limites, sendo 8 (0,35%) para casos instáveis classificados como estáveis e 14 (0,61%) para casos estáveis classificados como instáveis.

A reformulação para duas classes permitiu não apenas manter a estabilidade dos modelos com menos variáveis, mas também revelou um aumento significativo na acurácia e sensibilidade dos classificadores descentralizados, validando a eficácia da redução de classes em contextos com entrada de dados local restrita.

Figura 60 – Matrizes de confusão das DTs descentralizadas para duas classes.



Fonte: autor.

Tabela 12 – Resultados obtidos para cada DT descentralizada com classificação binária.

Árvore de Decisão	Geração	Acurácia (%)	Profundidade
Barra 01	Eólica	94,20	16
Barra 02	Síncrona	96,07	17
Barra 03	Síncrona	95,81	16
Barra 04	Síncrona	95,72	14
Barra 05	Síncrona	95,59	14
Barra 06	Síncrona	95,55	18
Barra 07	Síncrona	94,90	17
Barra 08	Eólica	93,85	16
Barra 09	Síncrona	95,42	14
Barra 10	Síncrona	95,81	20
Barra 11	Síncrona	95,46	21
Barra 12	Síncrona	96,73	18
Barra 13	Eólica	96,34	16
Barra 14	Ambas	97,34	17
Barra 15	Ambas	96,82	15
Barra 16	Síncrona	97,38	12
Barra 18	Eólica	99,04	13
Barra 42	Eólica	95,86	16
Média descentralizadas	Ambas	95,99	16

Fonte: autor.

6.5 Comparação das abordagens consideradas

Através dos dados obtidos com todas as DTs geradas, é possível traçar uma comparação considerando a acurácia, o tipo de geração dos dados e a profundidade. Tal comparação considera as DTs centralizadas e resume as descentralizadas em sua média e DT com melhor acurácia, podendo ser vista na Tabela 13.

Tabela 13 – Resumo dos resultados obtidos para as DTs geradas.

Árvore de Decisão	Geração	Acurácia (%)	Profundidade
Centralizada com todas as entradas	Ambas	96,16	19
Centralizada Pearson	Ambas	88,53	33
Centralizada Barras 14 e 16 - 3 classes	Ambas	96,16	22
Barra 14 - 3 classes	Ambas	91,67	18
Média descentralizadas - 3 classes	Ambas	84,01	23
Centralizada Barras 14 e 16 - 2 classes	Ambas	99,30	13
Barra 18 - 2 classes	Eólica	99,04	13
Média descentralizadas - 2 classes	Ambas	95,99	16

Fonte: autor.

Através dos dados e das matrizes de confusão previamente descritos, é possível notar que, de maneira geral, as DTs com classificação em duas classes apresentaram maior acurácia e menor profundidade, porém geram menos informação para o operador do sistema, visto que classificam as amostras apenas em duas classes. Por outro lado, a DT centralizada que considera somente os dados das barras 14 e 16, com classificação em 3 classes, permite tal classificação, gerando informações importantes ao operador do sistema, visto que divide os casos estáveis em duas novas classes, seguro e inseguro, gerando informações valiosas para a tomada de decisão, ainda assim sem perder acurácia de forma significativa, com destaque para sua matriz de confusão, apresentada na Figura 56, que demonstra nenhuma classificação incorreta nos índices limites, ou seja, não classificou nenhum caso verdadeiramente seguro como instável e tampouco classificou algum caso verdadeiramente instável como seguro. Por outro lado, apesar de apresentar maior acurácia, a DT centralizada que considera somente os dados das barras 14 e 16, com classificação em 2 classes apresenta erros nos índices limites, mesmo que em poucos casos. Ao analisar os resultados das DTs descentralizadas, para classificação em 3 classes, é possível notar uma queda significativa de sua acurácia em relação às abordagens descentralizadas, o que indica uma incerteza em sua utilização. Em contrapartida, as DTs descentralizadas que classificam a amostra em duas classes, apresentam uma queda menor em sua acurácia.

É importante não apenas comparar os resultados obtidos entre si, mas também situá-los em relação ao que é apresentado pelo estado da arte. A partir dos quatro principais estudos mencionados na Seção 4.3, é possível descrever as acurácias alcançadas em cada caso, destacando tanto os cenários mais favoráveis quanto aqueles de maior relevância prá-

tica para este trabalho. Essa comparação está sintetizada na Tabela 14, em que o cenário padrão corresponde à condição em que não há adversidades adicionais consideradas.

Tabela 14 – Estado da arte relacionado a classificação da estabilidade a pequenas perturbações.

Referência	ML	Cenário	Acurácia
McNabb 2013	DT	Padrão	96,9%
Da Cunha 2022	DT	Centralizado	98,3%
		Média DTs descentralizadas	97,7%
		Melhor DT descentralizada	98,6%
Tetiana 2024	CNN	Melhor cenário sem ruído	99,3%
Mostafanezhad 2025	CNN	Sem perda de dados	99,1%
		10% de perda de dados	98,55%
		20% de perda de dados	97,44%

Fonte: autor.

Ao comparar o modelo centralizado de classificação binária com os trabalhos do estado da arte, observa-se que o desempenho é equivalente ao melhor resultado, atingindo 99,3% de acurácia, o mesmo valor apresentado em Bogodorova, Osipov e Vanfretti (2024). Entretanto, um aspecto relevante é que, embora ambos os trabalhos atinjam desempenho semelhante, o método proposto oferece vantagens adicionais associadas à interpretabilidade do modelo, à rapidez de implementação e à maior eficiência computacional. Essas características tornam a solução particularmente adequada para aplicações operativas, permitindo a predição pré-falta com baixo custo computacional e alta eficiência. O método desenvolvido permite antecipar situações críticas, contribuindo para aumentar a segurança e a confiabilidade da operação em tempo real, especialmente em sistemas com elevada penetração de geração eólica. Tal desempenho reforça a correlação positiva entre a seleção adequada de atributos e a eficácia do modelo, em consonância com evidências previamente discutidas na literatura.

No caso das abordagens propostas neste trabalho, a classificação centralizada em três classes apresentou uma redução de acurácia em relação ao cenário binário. Entretanto, essa comparação direta não é apropriada, uma vez que aumentar o número de classes implica maior dispersão das amostras e maior probabilidade de erros devido à proximidade entre classes adicionais. Nessa perspectiva, a análise deve considerar principalmente os casos limítrofes: não houve registros de casos instáveis classificados como estáveis, nem de estáveis classificados como instáveis. Esse resultado evidencia que o modelo mantém desempenho robusto mesmo diante da maior complexidade do problema.

Por fim, o modelo descentralizado de classificação binária, proposto para cenários críticos, como a indisponibilidade de dados, alcançou 99,04% como a maior acurácia entre as árvores de decisão descentralizadas. Esse valor supera os resultados obtidos em condições semelhantes reportados na literatura, como a DT descentralizada mais precisa de

DA CUNHA, Fernandes e Fernandes (2022) (98,6%) e os cenários de perda de dados de Muhammed et al. (2025) (98,55% para 10% de perda e 97,44% para 20% de perda). Ainda assim, quando comparado aos casos padrão, a acurácia apresentou queda de 0,26% em relação ao melhor resultado da Tabela 14, mesma redução observada quando comparada com a DT centralizada binária. Tais resultados demonstram a boa aderência da abordagem descentralizada proposta, capaz de manter elevada acurácia mesmo em condições adversas, a partir de dados de apenas uma única PMU, desde que bem selecionada.

Capítulo 7

Conclusões

Durante o desenvolvimento do mestrado, foram alcançados avanços significativos através de um estudo aprofundado do objeto de pesquisa, proporcionando um entendimento claro de suas características, desafios e potencialidades. Foram identificados e analisados os principais modelos matemáticos aplicados ao longo da pesquisa, tanto no âmbito do sistema IEEE 68 barras utilizado, quanto do aerogerador do tipo DFIG. A escolha desses modelos foi feita com base em uma revisão bibliográfica, buscando alinhar as abordagens metodológicas com os objetivos do estudo e a natureza do objeto de pesquisa.

Os objetivos definidos nesta pesquisa foram plenamente atingidos, resultando em avanços significativos na predição da estabilidade a pequenas perturbações em Sistemas Elétricos de Potência com elevada penetração de geração eólica. Inicialmente, após a definição dos modelos, foi avaliado o método mais apropriado para a extração das características modais de oscilações eletromecânicas interárea sendo adotado o método de Prony, amplamente reconhecido por sua eficácia na identificação de modos a partir de sinais temporais. Esse método permitiu extrair informações modais mesmo diante das incertezas introduzidas pelo comportamento dinâmico da geração renovável.

A partir da adaptação de um sistema de 68 barras, com inserção próxima aos 40% de geração eólica distribuída entre cinco áreas, foi desenvolvido um banco de dados composto por cenários com variações de carga, velocidade do vento e contingências segundo o critério $N - 1$. Esse banco viabilizou a análise da estabilidade do sistema em diversas condições operativas, refletindo de forma realista o impacto da geração eólica sobre o comportamento dinâmico do sistema.

Com base nesse conjunto de dados, foram treinadas árvores de decisão sob duas abordagens, centralizada e descentralizada, para classificação da estabilidade em duas e três classes. A abordagem centralizada, em que os dados das PMUs alocadas nas barras de

geração são concentrados em um único modelo preditivo, apresentou os melhores resultados em termos de acurácia. Destaca-se, nesse contexto, o modelo baseado nas barras 14 e 16, com classificação em três classes, que demonstrou alto desempenho e nenhuma falha nos limites críticos, distinguindo com precisão as amostras com modos classificados entre seguro, inseguro e instável, com nível de acurácia equivalente e superior ao apresentado pelo estado da arte. Tal condição proporciona ao operador do sistema informações mais completas e úteis em relação a estabilidade dos modos interárea para a tomada de decisão. Embora a classificação binária tenha apresentado maior acurácia média, observou-se a ocorrência de erros em situações limítrofes, o que reforça a utilidade da classificação em três classes em contextos operacionais.

A abordagem descentralizada, em que os dados são processados localmente por cada PMU, apresentou desempenho inferior na classificação em três classes, com redução de acurácia. No entanto, obteve resultados satisfatórios em classificações binárias, principalmente quando comparada com o estado da arte. Essa estratégia mostra-se adequada em contextos nos quais uma arquitetura distribuída é necessária ou preferível, como em situações com falhas de comunicação, latência elevada ou limitações na infraestrutura de telecomunicações. Nesses casos, a descentralização oferece maior resiliência, ainda que com menor capacidade de detalhamento da resposta.

Importante destacar que o uso de árvores de decisão se mostra especialmente vantajoso para aplicações operativas, uma vez que permite a predição da estabilidade ainda no instante pré-falta, com processamento rápido e baixa complexidade computacional. O que permite ao operador do sistema a capacidade de antecipar situações críticas com tempo suficiente para a adoção de medidas corretivas ou preventivas, aumentando a segurança e a confiabilidade da operação em tempo real.

Como passos futuros, recomenda-se a aplicação e validação dos modelos desenvolvidos em ambientes reais ou em simulações de maior complexidade, incorporando variações sazonais, efeitos meteorológicos extremos e diferentes estratégias de despacho de geração e crescimento de carga. Adicionalmente, a combinação de diferentes elementos no sistema, como geração solar-fotovoltaica, bancos de baterias e sistemas de transmissão de corrente contínua de alta tensão (HVDC), fortalecendo sua aplicabilidade em sistemas interconectados com alta penetração de fontes intermitentes.

Referências

- ABAD, G.; LÓPEZ, J.; RODRÍGUEZ, M. A.; MARROYO, L.; IWANSKI, G. Dynamic modeling of the doubly fed induction machine. In: _____. **Doubly Fed Induction Machine**. John Wiley & Sons, Ltd, 2011. cap. 4, p. 209–239. ISBN 9781118104965. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781118104965.ch4>>.
- ACKERMANN, T. (Ed.). **Wind Power in Power Systems**. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2005.
- AMJADY, N.; MAJEDI, S. F. Transient stability prediction by a hybrid intelligent system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 3, p. 1275–1283, 2007.
- ARIFF, M. A. M.; PAL, B. C.; SINGH, A. K. Estimating dynamic model parameters for adaptive protection and control in power system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 2, p. 829–839, March 2015. ISSN 0885-8950.
- ASVAPOOSITKUL, S.; PREECE, R. Decision tree-based prediction model for small signal stability and generation-rescheduling preventive control. **Electric Power Systems Research**, v. 196, p. 107200, 2021. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779621001814>>.
- AYODELE, T.; JIMOH, A.; MUNDA, J.; AGEE, J. The impacts of intermittent wind generation on network small signal stability considering load variation. In: **IEEE Power and Energy Society Conference and Exposition in Africa: Intelligent Grid Integration of Renewable Energy Resources (PowerAfrica)**. [S.l.: s.n.], 2012.
- AZMAN, S. K.; ISBEIH, Y. J.; MOURSI, M. S. E.; ELBASSIONI, K. A unified online deep learning prediction model for small signal and transient stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 6, p. 4585–4598, 2020.
- BLAABJERG, F.; CHEN, Z. **Power Electronics for Modern Wind Turbines**. United States of America: Morgan & Claypool, 2006.
- BOGODOROVA, T.; OSIPOV, D.; VANFRETTI, L. Fast small signal stability assessment using deep convolutional neural networks. **Electric Power Systems Research**, v. 235, p. 110853, 2024. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624007399>>.
- BREIMAN, L.; FRIEDMAN, J.; STONE, C.; OLSHEN, R. **Classification and Regression Trees**. [S.l.]: Taylor & Francis, 1984. ISBN 9780412048418.

CANIZARES, C.; FERNANDES, T.; GERALDI, E.; GERIN-LAJOIE, L.; GIBBARD, M.; CHAIR), I. H. T. P.; KERSULIS, J.; KUIAVA, R.; LIMA, L.; DEMARCO, F.; MARTINS, N.; PAL, B. C.; PIARDI, A.; CHAIR), R. R. T.; SANTOS, J. dos; SILVA, D.; SINGH, A. K.; TAMIMI, B.; VOWLES, D. Benchmark models for the analysis and control of small-signal oscillatory dynamics in power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 1, p. 715–722, Jan 2017. ISSN 0885-8950.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Programa ANATEM – Análise Transitórios Eletromecânicos – Manual do Usuário**. 12.6. ed. [S.l.], 2024.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Procedimentos para Preparação de Casos de Simulação com Máquina de Indução Duplamente Alimentada nos Programas ANAREDE e ANATEM**. 11.6. ed. [S.l.], 2019.

CHEN, Y.; MAZHARI, M.; CHUNG, C.; FARIED, S.; PAL, B. Rotor angle stability prediction of power systems with high wind power penetration using a stability index vector. **IEEE Transactions on Power Systems**, PP, p. 1–1, 04 2020.

CHEN, Y.; MAZHARI, S. M.; CHUNG, C. Y.; FARIED, S. O. A preventive dispatching method for high wind power-integrated electrical systems considering probabilistic transient stability constraints. **IEEE Open Access Journal of Power and Energy**, v. 8, p. 472–483, 2021.

CLARKE, E. **Circuits Analysis of A-C Power Systems, volume I - Symmetrical and Related Components**. New York, NY: John Wiley & Sons, 1943.

Consejo de Seguridad Nacional. **Versión no confidencial del informe del comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025**. [S.l.], 2025.

DA CUNHA, G. L.; FERNANDES, R. A.; FERNANDES, T. C. C. Small-signal stability analysis in smart grids: An approach based on distributed decision trees. **Electric Power Systems Research**, v. 203, p. 107651, 2022. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779621006325>>.

Du, W.; Bi, J.; Cao, J.; Wang, H. F. A method to examine the impact of grid connection of the dfigs on power system electromechanical oscillation modes. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 5, p. 3775–3784, 2016.

Du, W.; Chen, X.; Wang, H. F. Impact of dynamic interactions introduced by the dfigs on power system electromechanical oscillation modes. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 6, p. 4954–4967, 2017.

EDWARDS, F.; DUDGEON, G.; MCDONALD, J.; LEITHEAD, W. Dynamics of distribution networks with distributed generation. In: **IEEE. POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2000. IEEE, 2000. Proceedings**. [S.l.], 2000. v. 2, p. 1032–1037.

Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2025**. Ministério de Minas e Energia, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-885/topico-771/Relat%C3%B3rio%20Final_BEN%202025.pdf>.

FERNANDES, T. C. d. C. **Estimação de Velocidade Angular de Geradores Síncronos para Estudo da Estabilidade a Pequenas Perturbações em Sistemas de Potência**. Tese (Tese de Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos - USP, 2017.

GAO, Q.; ROVNYAK, S. Decision trees using synchronized phasor measurements for wide-area response-based control. In: **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–1.

Gautam, D.; Vittal, V.; Harbour, T. Impact of increased penetration of dfig-based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 3, p. 1426–1434, 2009.

Global Wind Energy Council. **Global Wind Energy Council Report 2025**. [S.l.], 2025. Disponível em: <https://www.gwec.net/reports/globalwindreport?mc_cid=ce74cfe5dd&mc_eid=643d0a34fd#Download>.

GOMEZ-EXPOSITO, A.; CONEJO, A. J.; CANIZARES, C. **Sistemas de Energia Elétrica: Análise e Operação**. First. Rio de Janeiro: LTC, 2011. 572 p. ISBN 978-85-216-1802-7.

GOMEZ, F.; RAJAPAKSE, A.; ANNAKKAGE, U.; FERNANDO, I. Support vector machine-based algorithm for post-fault transient stability status prediction using synchronized measurements. In: **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–1.

GONCALVES, N.; KERNBICHLER, A.; FERNANDES, T.; GRILO-PAVANI, A.; RATNAM, E.; ; RAMOS, R. Design of wide-area damping controllers considering uncertainty of wind power generation. **11th Bulk Power Systems Dynamics and Control Symposium (IREP 2022)**, 2022.

GUDDANTI, K. P.; MATAVALAM, A. R. R.; WENG, Y. Pmu-based distributed non-iterative algorithm for real-time voltage stability monitoring. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 6, p. 5203–5215, 2020.

GUO, T.; MILANOVIĆ, J. V. Online identification of power system dynamic signature using pmu measurements and data mining. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, May 2016.

HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of Wind Turbines**. Second. UK and USA: Earthscan, 2008. ISBN 978-1-84407-438-9.

HATZIARGYRIOU, N.; MILANOVIC, J.; RAHMANN, C.; AJJARAPU, V.; CANIZARES, C.; ERLICH, I.; HILL, D.; HISKENS, I.; KAMWA, I.; PAL, B.; POURBEIK, P.; SANCHEZ-GASCA, J.; STANKOVIC, A.; CUTSEM, T. V.; VITTAL, V.; VOURNAS, C. Definition and classification of power system stability – revisited & extended. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 36, n. 4, p. 3271–3281, 2021.

HE, M.; ZHANG, J.; VITTAL, V. Robust online dynamic security assessment using adaptive ensemble decision-tree learning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 4089–4098, 2013.

IBRAHIM, R. A. E. **Low voltage ride-through of permanent magnet synchronous generator wind energy systems**. Tese (Doutorado) — University of Strathclyde, Glasgow, 2015.

KIM, J.-K.; KANG, J.; SHIM, J. W.; KIM, H.; SHIN, J.; KANG, C.; HUR, K. Dynamic performance modeling and analysis of power grids with high levels of stochastic and power electronic interfaced resources. **Proceedings of the IEEE**, v. 111, n. 7, p. 765–787, 2023.

KUNDUR, P.; MALIK, O. **Power System Stability and Control**. Second. New York, NY: McGraw-Hill, 2022.

KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; CUTSEM, T. V.; VITTAL, V. Definition and classification of power system stability iee/cigre joint task force on stability terms and definitions. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 19, n. 3, p. 1387 – 1401, aug. 2004. ISSN 0885-8950.

LIU, L.; LI, Y.; CAO, Y.; LIU, F.; WANG, W.; ZUO, J. Transient rotor angle stability prediction based on deep belief network and long short-term memory network. **International Federation of Automatic Control-PapersOnLine**, v. 52, n. 4, January 2019.

MA, B.; YANG, J.; PENG, X.; JIANG, K.; LIU, D.; CAO, K. An adaptive transient stability assessment method for power systems based on dann. In: **2025 6th International Conference on Electrical, Electronic Information and Communication Engineering (EEICE)**. [S.l.: s.n.], 2025. p. 295–298.

MAIMON, O.; ROKACH, L. **Data Mining With Decision Trees: Theory And Applications**. Second. World Scientific Publishing Company, 2014. (Series In Machine Perception And Artificial Intelligence). ISBN 9789814590099. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=OVYCCwAAQBAJ>>.

MCNABB, P.; WILSON, D.; BIALEK, J. Classification of mode damping and amplitude in power systems using synchrophasor measurements and classification trees. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, May 2013.

MORACO, A. G. M. **Controle Adaptativo para Melhoria do Desempenho de Geradores Eólicos Durante Transitórios de Ilhamento**. Tese (Tese de Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos - USP, 2020.

MUHAMMED, A. O.; ISBEIH, Y. J.; MOURSI, M. S. E.; HOSANI, K. H. A. Deep learning-based models for predicting poorly damped low-frequency modes of oscillations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 39, n. 2, March 2024.

MUHAMMED, A. O.; ISBEIH, Y. J.; MOURSI, M. S. E.; ELBASSIONI, K. Artificial intelligence (ai) advanced techniques for real-time inertia estimation in renewable-based power systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 61, n. 2, p. 2604–2619, 2025.

NADERI, S.; JAVADI, M.; MAZHARI, M.; CHUNG, C. Y. A machine learning-based framework for fast prediction of wide-area remedial control actions in interconnected power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 38, n. 1, p. 242–255, 2023.

- OGATA, K. **Modern Control Engineering**. [S.l.]: Prentice Hall, 2003.
- OLIVEIRA, D. B. de; ALVES, T. M. T. de S. **Aspectos de Segurança Relacionados à Operação do Sistema Interligado Nacional: Sistemas Especiais de Proteção e Proteções de Caráter Sistêmico**. São Paulo, SP: Artliber, 2020.
- OLIVEIRA, W. D.; VIEIRA, J. P.; BEZERRA, U. H.; MARTINS, D. A.; RODRIGUES, B. das G. Power system security assessment for multiple contingencies using multiway decision tree. **Electric Power Systems Research**, v. 148, 2017.
- ONS. **Relatório de Análise de Perturbação**: Análise da perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min. Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova 20211-160 – Rio de Janeiro – RJ, 2023.
- PAPADOPOULOS, P.; PAPADOPOULOS, T.; CROLLA, P.; ROSCOE, A.; PAPAGIANNIS, G.; BURT, G. Measurement-based analysis of the dynamic performance of microgrids using system identification techniques. **IET Generation, Transmission and Distribution**, John Wiley & Sons, p. 90–103, 2015. ISSN 1751-8687.
- PAPADOPOULOS, P. N.; GUO, T.; MILANOVIĆ, J. V. Probabilistic framework for online identification of dynamic behavior of power systems with renewable generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 1, p. 45–54, 2018.
- PAPOULIS, A.; PILLAI, S. U. **Probability, Random Variables, and Stochastic Processes**. Fourth. [S.l.]: McGraw-Hill, 2002.
- RAMTHARAN, G.; JENKINS, N.; ANAYA-LARA, O.; BOSSANYI, E. Influence of rotor structural dynamics representations on the electrical transient performance of fsig and dfig wind turbines. **Wind Energy**, v. 10, n. 4, p. 293–301, 2007. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.221>>.
- RANGEL, R. D. et al. **Modelagem de geração eólica em programas de fluxo de potência e de análise de estabilidade eletromecânica**. 2005. Set 2005.
- ROVNYAK, S.; KRETSINGER, S.; THORP, J.; BROWN, D. Decision trees for real-time transient stability prediction. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 3, p. 1417–1426, 1994.
- SALIM, R. H. **Uma nova abordagem para a análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos**. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos - USP, São Carlos, SP, 2011.
- SENROY, N.; HEYDT, G.; VITTAL, V. Decision tree assisted controlled islanding. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 4, p. 1790–1797, 2006.
- SHIM, J. W.; VERBIČ, G.; HUR, K. Stochastic eigen-analysis of electric power system with high renewable penetration: Impact of changing inertia on oscillatory modes. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 6, p. 4655–4665, 2020.
- SIMONETTI, D. S.; AMORIM, A. E.; OLIVEIRA, F. D. Chapter 15 - doubly fed induction generator in wind energy conversion systems. In: YAHYAOU, I. (Ed.). **Advances in Renewable Energies and Power Technologies**.

- Elsevier, 2018. p. 461–490. ISBN 978-0-12-812959-3. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128129593000150>>.
- SINGH, A. K.; PAL, B. C. Decentralized dynamic state estimation in power systems using unscented transformation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 2, p. 794–804, 2014.
- SLOOTWEG, J. G. **Wind power modelling and impact on power system dynamics**. Tese (Doutorado) — Technische Universiteit Delft, Delft, 2003.
- TEEUWSEN, S.; ERLICH, I.; EL-SHARKAWI, M. Small-signal stability assessment based on advanced neural network methods. In: **2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2003. v. 4, p. 2349–2649.
- TEEUWSEN, S.; ERLICH, I.; EL-SHARKAWI, M.; BACHMANN, U. Genetic algorithm and decision tree-based oscillatory stability assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 746–753, 2006.
- VERGHESE, G. C.; PEREZ-ARRIAGA, I. J.; SCHWEPPE, F. C. Selective modal analysis with applications to electric power systems, part ii: The dynamic stability problem. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-101, n. 9, p. 3126–3134, 1982.
- WANG, P.; MA, Y.; ZHAO, H. Online assessment of multi-parameter stability region and stability margin of wind power plants. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 155, p. 109413, 2024. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061523004702>>.
- YANG, Y.; ZHANG, X.; WEN, Q. Small signal stability assessment of power system based on sade-elm algorithm. In: **2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)**. [S.l.: s.n.], 2021. p. 3049–3053.
- YANG, Y.; ZHANG, X.; YANG, L. Data-driven power system small-signal stability assessment and correction control model based on xgboost. **Energy Reports**, v. 8, p. 710–717, 2022. ISSN 2352-4847. ICPE 2021 - The 2nd International Conference on Power Engineering. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722004966>>.
- YU, J. J. Q.; HILL, D. J.; LAM, A. Y. S.; GU, J.; LI, V. O. K. Intelligent time-adaptive transient stability assessment system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 1, p. 1049–1058, January 2018.
- ZHANG, N.; QIAN, H.; HE, Y.; LI, L.; SUN, C. A data-driven method for power system transient instability mode identification based on knowledge discovery and xgboost algorithm. **IEEE Access**, v. 9, p. 154172–154182, 2021.