

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS

Centro de Ciências Exatas e de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

Luís Guilherme Santos Mazzaro

**Simulação e Controle de um Sistema de Geração Eólica para uma
Aplicação Residencial.**

São Carlos - SP

11 de dezembro de 2025

Luís Guilherme Santos Mazzaro

**Simulação e Controle de um Sistema de Geração Eólica para uma
Aplicação Residencial.**

Trabalho de conclusão de curso apresentada ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de São Carlos, como requi-
sito parcial para obtenção do título de Bacharel
em Engenharia Elétrica. .

Orientação Prof. Dr. Paulo Roberto Ubaldo
Guazzelli

São Carlos - SP

11 de dezembro de 2025

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, que sempre me apoiaram desde antes do início dessa jornada. Sou profundamente grato por cada oportunidade, por todo o apoio nos momentos difíceis e por me ensinarem, com paciência e exemplo, o valor do esforço, da honestidade e da educação. Tudo o que alcancei até aqui é reflexo do caminho que vocês me ajudaram a construir.

À República Open Beach, que marcou de forma definitiva minha vida universitária. Foi muito mais que um teto compartilhado: foi convivência, crescimento, aprendizado e histórias que levarei comigo para sempre. Sou imensamente agradecido a todos que fizeram parte dessa casa. Um agradecimento especial aos meus colegas de curso Bruno, Gabriel, Gustavo, Rafael, Vinicius e Thiago, que estiveram comigo nos melhores e nos piores dias. Sem vocês, essa etapa teria sido muito mais difícil, obrigado pela parceria, pelas risadas, pelas conversas que me sustentaram quando mais precisei e por uma amizade que pretendo levar para a vida inteira.

À minha namorada, Luiza, por estar ao meu lado em cada passo dessa trajetória. Agradeço pelo carinho, pela paciência nos períodos de maior pressão, pelo apoio emocional que tantas vezes fez a diferença e por acreditar em mim mesmo quando eu duvidava. Ter você comigo tornou essa jornada mais leve, mais bonita e muito mais significativa.

Aos professores que contribuíram para minha formação, transmitindo conhecimento, orientações e perspectivas que ampliaram minha visão acadêmica e profissional. Em especial, agradeço ao meu orientador Paulo, pela disponibilidade, paciência e acompanhamento essencial durante o desenvolvimento deste trabalho.

A cada pessoa que cruzou meu caminho ao longo dessa jornada, deixo o meu sincero agradecimento.

RESUMO

A energia eólica tem se destacado como uma das principais fontes renováveis de geração elétrica, por apresentar baixo impacto ambiental e grande potencial de aplicação tanto em larga escala quanto em sistemas residenciais. Este projeto tem como objetivo o dimensionamento e modelagem de um sistema de geração eólica para aplicações on-grid, utilizando o software Matlab/Simulink. A solução proposta envolve a modelagem de uma turbina de pequeno porte, um gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG), um retificador trifásico e um controlador MPPT (Perturbação e Observação) para otimizar a extração de potência. Entre as dificuldades enfrentadas, destacam-se a integração dos componentes no Simulink e as limitações da ferramenta na modelagem precisa do sistema, o que exigiu a análise de diferentes estratégias de controle e conversão de energia. Os resultados obtidos demonstram a viabilidade da modelagem e evidenciam o potencial da microgeração eólica como alternativa sustentável para aplicações residenciais, contribuindo para a diversificação e descentralização da matriz energética.

Palavras-chave: Energia eólica, PMSG, Controlador MPPT, Modelagem, Matlab/Simulink.

ABSTRACT

Wind energy has emerged as one of the leading renewable sources of electricity due to its low environmental impact and strong potential for deployment at both utility scale and in residential systems. This project aims to design and model a grid-connected wind generation system using MATLAB/Simulink. The proposed solution comprises the modeling of a small wind turbine, a permanent-magnet synchronous generator (PMSG), a three-phase rectifier, and a maximum power point tracking (MPPT) controller based on the Perturb and Observe method to optimize power extraction. The main challenges encountered were the integration of components in Simulink and the tool's limitations in accurately representing the system, which required evaluating different control and energy-conversion strategies. The results confirm the feasibility of the modeled approach and highlight the potential of wind microgeneration as a sustainable alternative for residential applications, contributing to the diversification and decentralization of the energy mix.

Keywords: Wind energy; PMSG; MPPT controller; Modeling; MATLAB/Simulink.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Distribuição do potencial eólico no Brasil.	14
Figura 2 – Capacidade instalada em GW avaliada em 2023 e 2024.	15
Figura 3 – Crescimento da capacidade instalada de energia renovável (GW).	16
Figura 4 – Componentes principais de um aerogerador.	21
Figura 5 – Dimensões físicas da turbina Air Breeze: vista lateral (acima) e vista frontal (abaixo).	29
Figura 6 – Sistemas de coordenadas abc e dq aplicados ao PMSG.	30
Figura 7 – Conversor boost ideal.	34
Figura 8 – Fluxograma do algoritmo de Perturbação e Observação.	36
Figura 9 – Curva de potência em função da velocidade angular do gerador com marcação do ponto de potência máxima.	36
Figura 10 – Topologia geral do sistema estudado.	39
Figura 11 – Fluxograma do caminho de potência do sistema.	40
Figura 12 – Fluxograma do processo de obtenção dos parâmetros de simulação.	41
Figura 13 – Bloco Wind Turbine utilizado no Simulink.	44
Figura 14 – Arranjo de transmissão entre turbina e PMSG no modelo, com ganhos de $1/3$ no caminho do torque e na realimentação da velocidade.	47
Figura 15 – Modelo integrado da turbina eólica e do gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG) implementado no <i>Simulink</i>	48
Figura 16 – Retificador trifásico em ponte de seis pulsos (diodos) — topologia empregada pelo bloco <i>Universal Bridge</i> do Simulink/Simscape Electrical.	49
Figura 17 – Sistema até a etapa de retificação.	49
Figura 18 – Conversor <i>boost</i> com MPPT e geração de PWM no Simulink.	50
Figura 19 – Modelo integrado do sistema eólico: turbina, PMSG, retificação trifásica, barramento CC e conversor boost com MPPT.	54
Figura 20 – Curvas de potência obtidas no bloco <i>Wind Turbine</i> para diferentes velocidades de vento.	55
Figura 21 – Coeficiente de potência (C_p) ao longo do tempo para $R = 0,5; 1; 2; 5 \Omega$ e vento de $12,5 \text{ m/s}$	57
Figura 22 – Velocidade angular do eixo do gerador para $R = 0,5; 1; 2; 5 \Omega$	58
Figura 23 – Tensão e corrente (fase A) entre $5,0\text{--}5,1 \text{ s}$ para $R = 0,5; 1; 2; 5 \Omega$	58
Figura 24 – Potência ativa P para $R = 0,5; 1; 2; 5 \Omega$	59
Figura 25 – Coeficiente de potência C_p na configuração retificada.	60
Figura 26 – Velocidade do gerador no sistema retificado.	60

Figura 27 – Tensão e corrente de linha (fase A) no sistema retificado no intervalo de 5,0–5,1 s.	61
Figura 28 – Potência instantânea trifásica no lado AC no sistema retificado.	61
Figura 29 – Tensão, corrente e potência no barramento CC após a ponte de seis diodos e filtro RC.	62
Figura 30 – Comportamento de C_p e da velocidade do gerador ao longo do tempo para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s.	63
Figura 31 – Tensão e corrente de linha (fase A) para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s.	64
Figura 32 – Potência instantânea no lado AC para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s.	65
Figura 33 – Tensão, corrente e potência no barramento DC para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s.	66
Figura 34 – Saída do MPPT (duty cycle) para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s.	67
Figura 35 – Potência e tensão na saída do conversor <i>boost</i> para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s.	68
Figura 36 – Comportamento de C_p e da velocidade do gerador para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s.	69
Figura 37 – Tensão e corrente de linha (fase A) para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s.	70
Figura 38 – Potência instantânea no lado AC para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s.	71
Figura 39 – Tensão, corrente e potência no barramento DC para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s.	72
Figura 40 – Saída do MPPT (duty cycle) para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s.	73
Figura 41 – Potência e tensão na saída do conversor <i>boost</i> para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s.	74
Figura 42 – Detalhamento da potência e tensão de saída no intervalo em que o MPPT atinge regime permanente.	75
Figura 43 – Variação da velocidade do vento aplicada ao modelo.	76
Figura 44 – Comportamento de C_p e da velocidade do gerador para vento variável.	77
Figura 45 – Tensão e corrente de linha (fase A) para vento variável.	78
Figura 46 – Potência instantânea no lado AC para vento variável.	79
Figura 47 – Tensão, corrente e potência no barramento CC para vento variável.	80
Figura 48 – Saída do MPPT (duty cycle) para vento variável.	81
Figura 49 – Potência e tensão na saída do conversor <i>boost</i> para vento variável.	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Especificações da turbina Air Breeze	29
Tabela 2 – Parâmetros do bloco <i>Wind Turbine</i> a serem configurados. Adaptado de Urbanský et al. (2020)	44
Tabela 3 – Parâmetros do PMSG utilizados na simulação. Adaptado de Li et al. (2015).	45
Tabela 4 – Parâmetros do modelo do gerador segundo Sánchez (2018).	46
Tabela 5 – Componentes calculados para o conversor <i>boost</i>	52
Tabela 6 – Tensão e potência de saída para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s e diferentes resistências de carga.	83
Tabela 7 – Tensão e potência de saída para $R_L = 1,65 \Omega$ e diferentes velocidades do vento.	84

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

CA	<i>Corrente alternada</i>
CC	<i>Corrente contínua</i>
CC-CC	<i>Conversor CC-CC (chaveado)</i>
CCM	<i>Modo de condução contínua</i>
DCM	<i>Modo de condução descontínua</i>
DFIG	<i>Gerador de indução duplamente alimentado</i>
EPE	<i>Empresa de Pesquisa Energética</i>
GW	<i>Gigawatt</i>
kW	<i>Quilowatt</i>
MATLAB	<i>Ambiente de computação numérica MATLAB</i>
MPPT	<i>Rastreamento do ponto de máxima potência</i>
PMSG	<i>Gerador síncrono de ímãs permanentes</i>
PWM	<i>Modulação por largura de pulso</i>
SCIG	<i>Gerador de indução de gaiola de esquilo</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio (razão de velocidade de ponta)</i>
WRIG	<i>Gerador de indução de rotor bobinado</i>
C _p	<i>Coefficiente de potência aerodinâmica</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Delimitações do Problema	16
1.2	Revisão de Trabalhos	17
1.3	Objetivos	18
1.4	Justificativa	18
1.5	Estrutura do Trabalho	19
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	20
2.1	Princípios de Funcionamento da Geração Eólica	20
2.2	Componentes de um aerogerador	21
2.2.1	Rotor	21
2.2.2	Trem de Potência	21
2.2.3	Nacele	22
2.2.4	Torre	22
2.2.5	Sistema de Guinada	22
2.2.6	Sistema de Pitch	22
2.2.7	Sistema de Frenagem	22
2.2.8	Sistema de Controle	22
2.2.9	Sistema Elétrico	22
2.3	Turbinas de pequeno porte	23
2.4	Geradores	23
2.4.1	SCIG (Gerador de Indução de Rotor em Gaiola)	24
2.4.2	WRIG (Gerador de Indução com Rotor Bobinado)	24
2.4.3	DFIG (Gerador de Indução Duplamente Alimentado)	24
2.4.4	PMSG (Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes)	24
2.5	Conversores CC-CC	25
2.5.1	Buck (abaixador)	25
2.5.2	Boost (elevador)	25
2.5.3	Buck–boost clássico (invertido)	25
2.5.4	Buck–boost não inversor	25
2.6	Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT)	26
2.6.1	Controle pela Razão de Velocidade da Ponta (TSR)	26
2.6.2	Controle de Torque Ótimo (OTC)	26
2.6.3	Controle por Realimentação de Sinal de Potência (PSF)	26
2.6.4	Controle por Perturbação e Observação (P&O)	26

3	METODOLOGIA	28
3.1	Turbina	28
3.2	Modelagem do Gerador PMSG	29
3.2.1	Base do Controle Vetorial	30
3.2.1.1	Transformada de Clarke (do abc para o $\alpha\beta$)	30
3.2.1.2	Transformada de Park (do $\alpha\beta$ para o $d-q$)	30
3.2.2	Equações Eletromagnéticas do PMSG no Referencial $d-q$	31
3.2.3	Equação do Torque Eletromagnético	31
3.2.4	Dinâmica Mecânica do Sistema Turbina-Gerador	32
3.3	Retificador Trifásico	33
3.4	Conversor Boost	33
3.5	Algoritmo MPPT	35
3.6	Topologias dos Sistemas Eólicos	37
3.6.1	Turbina de Velocidade Constante com Gerador de Indução (SCIG)	37
3.6.2	Turbina de Velocidade Constante com Dois Níveis de Rotação	37
3.6.3	Velocidade Variável com Conversão em Escala Total (Full-Converter)	37
3.6.4	Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)	38
3.6.5	Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes com Conversão em Escala Total (PMSG Full-Converter)	38
4	SIMULAÇÃO	40
4.1	Turbina	42
4.2	Gerador	45
4.3	Transmissão	46
4.4	Sistema Off-Grid	47
4.5	Retificação	48
4.6	Conversor e MPPT	50
4.7	Sistema On-Grid	53
5	RESULTADOS	55
5.1	Simulação da Turbina	55
5.2	Simulação Sistema Off-Grid	56
5.3	Simulação Sistema Retificado	59
5.4	Simulação Sistema Completo	62
5.4.1	Entrada de 12,5 m/s	62
5.4.2	Entrada de 2,7 m/s	68
5.4.3	Velocidade do vento variável	76
5.4.4	Variação da carga para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s	82
5.4.5	Variação da velocidade do vento para $R_L = 1,65 \Omega$	83

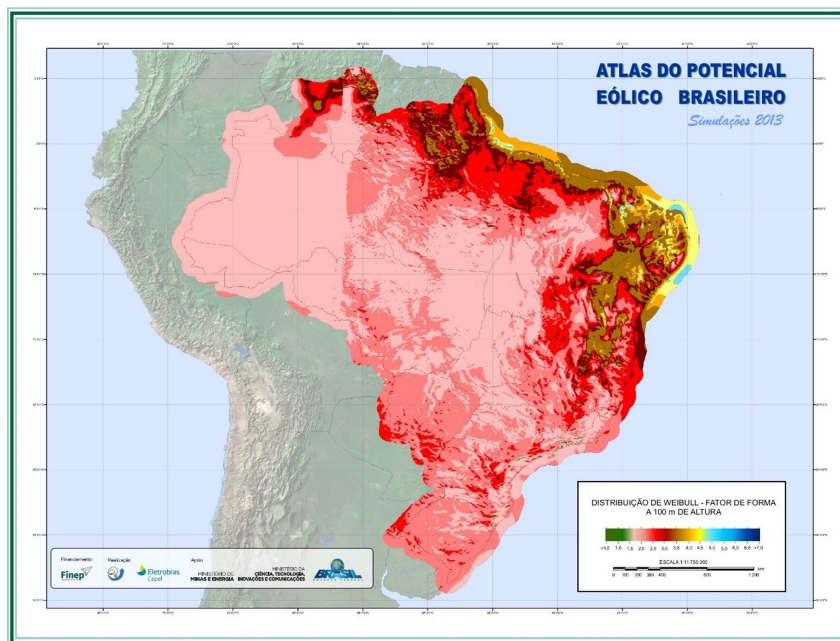
6	CONCLUSÃO	85
	REFERÊNCIAS	87
	APÊNDICES	90
	APÊNDICE A – CÓDIGO DO MPPT (P&O).	91
	APÊNDICE B – SCRIPT DE DIMENSIONAMENTO DO CON- VERSOR BOOST.	92

1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira é reconhecida pela significativa participação de fontes renováveis, com destaque para a energia hidráulica, eólica, solar e biomassa. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2025), em 2024 aproximadamente 88% da eletricidade gerada no país teve origem em fontes limpas, consolidando o Brasil como líder na adoção de energias renováveis. Nesse contexto, a energia eólica tem se destacado como uma das principais alternativas para diversificação e segurança energética, especialmente em regiões costeiras do Nordeste, onde as condições de vento são altamente favoráveis. Estados como Rio Grande do Norte, Bahia e Ceará concentram mais de 80% da capacidade eólica instalada no país, com velocidades médias anuais de vento superiores a 7 m/s a 100 metros de altura. Esses fatores tornam o Brasil um dos países com melhor aproveitamento técnico de energia eólica onshore, com fatores de capacidade superiores a 60% (CEPEL; EPE, 2013).

A Figura 1 ilustra a distribuição do potencial eólico no Brasil, evidenciando as áreas mais favoráveis à geração de energia, especialmente no litoral do Nordeste.

Figura 1 – Distribuição do potencial eólico no Brasil.

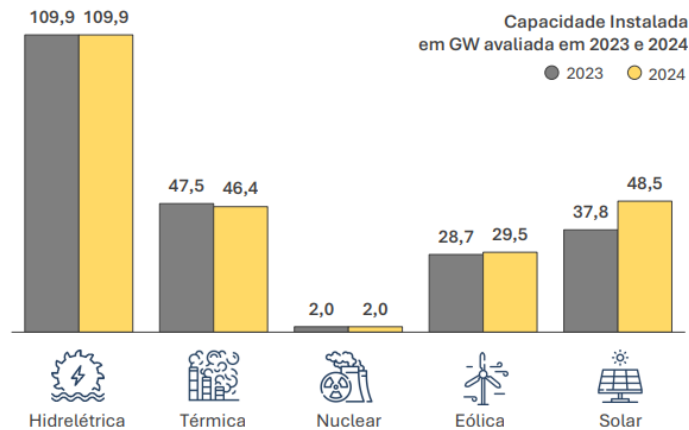


Fonte: CEPEL e EPE (2013).

A energia eólica e solar fotovoltaica juntas representaram cerca de 24% da energia elétrica consumida no país em 2024 conforme aponta a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2025), um reflexo da crescente relevância dessas fontes no cenário energético brasileiro. No entanto, o crescimento do setor eólico brasileiro desacelerou em 2024, com a adição de apenas

3,3 GW em novas usinas, abaixo dos 4,8 GW adicionados em 2023. Esse declínio foi atribuído a entraves regulatórios, gargalos logísticos e instabilidade no ambiente de investimentos, com expectativas de retomada a partir de 2027 conforme dito pela ABEEólica (2025). A Figura 2 apresenta a evolução da capacidade instalada de energia eólica e solar no Brasil, destacando sua relevância crescente no panorama nacional.

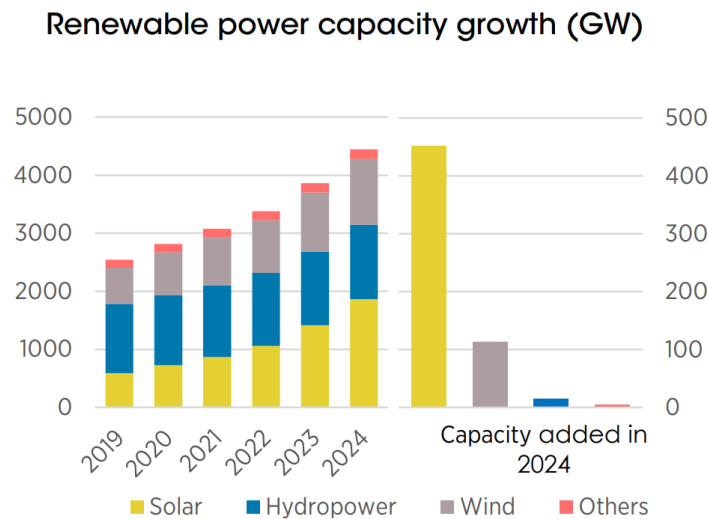
Figura 2 – Capacidade instalada em GW avaliada em 2023 e 2024.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2025).

Globalmente, a energia eólica consolidou-se como uma das fontes renováveis mais importantes. De acordo com a IRENA – International Renewable Energy Agency (2025), o mundo alcançou 1133 GW de capacidade instalada de energia eólica ao final de 2024, representando cerca de 25% da potência renovável global. Países como China, Estados Unidos, Alemanha e Índia lideram essa expansão, que é impulsionada por políticas de incentivo à transição energética, metas de neutralidade de carbono e inovações tecnológicas que tornam os aerogeradores cada vez mais eficientes e acessíveis. A Figura 3 destaca o crescimento da capacidade instalada de energia renovável, com a eólica liderando os aumentos em 2024.

Figura 3 – Crescimento da capacidade instalada de energia renovável (GW).



Fonte: IRENA – International Renewable Energy Agency (2025).

Além das grandes usinas eólicas, observa-se um aumento na adoção de turbinas de pequeno porte, com destaque para o mercado de microgeração eólica, que alcançou um valor aproximado de US\$ 2,31 bilhões em 2025 e deve atingir US\$ 3,43 bilhões até 2030. O segmento de turbinas de 0 a 5 kW já representava cerca de 46% da participação de mercado em 2024, com 56% das implementações focadas em sistemas off-grid. Esse crescimento está concentrado em países como China, Estados Unidos e Reino Unido, que também lideram a inovação tecnológica no setor. (Mordor Intelligence, 2025)

Esses dados confirmam que o desenvolvimento de sistemas de microgeração eólica está concentrado sobretudo em países como China, Estados Unidos e Reino Unido — mercados que também lideram a inovação tecnológica nesse setor. Além disso, o fato de que a maioria das turbinas comerciais de baixa potência (como a Air Breeze, (WINDPOWER, 2011)) seja projetada no exterior reforça a necessidade de adaptação e estudo desses sistemas para aplicação em outros contextos, como o brasileiro.

1.1 Delimitações do Problema

Apesar do crescente interesse por soluções de microgeração eólica, o Brasil ainda enfrenta desafios técnicos e geográficos que limitam sua aplicação em larga escala. A principal restrição está relacionada à variabilidade do potencial eólico no território nacional. Regiões do Nordeste, como o litoral do Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, apresentam ventos constantes e intensos, favorecendo tanto grandes parques eólicos quanto projetos de menor porte. No entanto, áreas do Sudeste, Centro-Oeste e boa parte da Região Norte registram velocidades médias de vento abaixo do ideal para operação eficiente de turbinas de pequeno porte (Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial, 2019).

Essa disparidade regional implica em dificuldades para a adoção universal da geração eólica residencial, especialmente em locais onde a velocidade do vento média anual é inferior a 4 m/s, o que compromete o desempenho do sistema e inviabiliza o retorno energético e econômico do investimento. Dessa forma, torna-se necessário avaliar, por meio de simulações, o comportamento de sistemas de geração eólica sob diferentes condições de vento, de forma a compreender seus limites operacionais e identificar estratégias que possam compensar a baixa incidência de vento em determinadas regiões do país.

Adicionalmente, há limitações relacionadas à escassez de informações técnicas detalhadas sobre os componentes comerciais utilizados por turbinas de pequeno porte. A turbina de referência para o projeto chama-se AirBreeze e conforme descrito no manual do fabricante Windpower (2011), essa turbina utiliza um gerador síncrono de ímãs permanentes trifásico e sem escovas (PMSG), o que confirma sua adequação à proposta de modelagem. No entanto, o documento não fornece parâmetros elétricos fundamentais para a simulação, como resistência do estator, indutâncias, constante de torque e fluxo magnético. Diante dessa falta de informações, os parâmetros do gerador utilizados neste trabalho serão baseados em estudos anteriores e em modelos de PMSG de características semelhantes, amplamente referenciados na literatura, de forma a garantir uma representação coerente e funcional para a análise do sistema.

1.2 Revisão de Trabalhos

O primeiro trabalho observado é de Sánchez (2018), intitulado “Diseño e implementación de la interfaz de potencia de un sistema de generación eólico”. Neste estudo, o autor propõe o design e a implementação da etapa de potência de um conversor DC-DC para um sistema de geração eólica de baixa potência. O sistema utiliza uma turbina Air Breeze acoplada a um gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG). O foco do trabalho é na implementação de um conversor buck síncrono (CBS), que controla a energia gerada e carrega a bateria de forma eficiente. Além disso, foram desenvolvidos controladores PI para regular a corrente e a tensão, com validação por meio de simulações no PSIM® e implementação prática utilizando o microcontrolador 18F4553.

Outro estudo relevante é o de Duarte (2017), intitulado “Controle de turbina eólica de pequeno porte com gerador síncrono de ímãs permanentes utilizando técnicas de MPPT”, que propõe o controle de turbinas PMSG em sistemas de microgeração, com foco na implementação e validação de estratégias de rastreamento de máxima potência (MPPT). O estudo aborda tanto a modelagem do gerador quanto a integração do sistema com cargas resistivas e baterias, com validação por simulações, fornecendo um bom referencial para aplicações práticas em sistemas de baixa potência.

Além disso, o trabalho de Tibola (2009), com o título “Sistema eólico de pequeno porte para geração de energia elétrica com rastreamento de máxima potência”, propõe um sistema eólico de pequeno porte projetado para a geração de energia elétrica utilizando um algoritmo de

rastreamento de máxima potência (MPPT). A pesquisa foca na criação de um sistema de controle eficiente, que visa maximizar a conversão de energia eólica em eletricidade, especialmente em sistemas isolados. Este estudo serve como uma base teórica e prática importante para a implementação de turbinas eólicas de pequena escala.

Adicionalmente, o artigo de PATEL et al. (2021), intitulado “Simulation of PMSG Based Wind Energy Conversion System Using MPPT”, apresenta a modelagem completa de um sistema de conversão eólica composto por uma turbina de velocidade variável acoplada a um gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG), seguida de retificador trifásico, conversor CC–CC do tipo *boost* e algoritmo de rastreamento de máxima potência baseado em Perturbação e Observação (P&O). O trabalho destaca-se pela organização clara da arquitetura do sistema e pela análise do comportamento do conversor *boost* sob diferentes condições de vento.

Por fim, Chava et al. (2024) apresentam o estudo “Control of a stand-alone variable speed wind turbine generator system”. O trabalho aborda o controle de um sistema de gerador de turbina eólica de velocidade variável em um sistema autônomo. Focando em estratégias de controle para otimizar o desempenho do gerador e garantir a operação estável do sistema em diversas condições de vento, a implementação do controle foi validada com um modelo de Simulink.

1.3 Objetivos

O objetivo deste trabalho é fornecer um guia e uma metodologia de projeto, modelagem e simulação de sistemas eólicos de baixa potência. A abordagem inclui desde a modelagem da turbina até o controle de máxima potência (MPPT), com implementação no ambiente MATLAB/Simulink, permitindo a análise de desempenho em diferentes cenários operacionais.

Para alcançar esse objetivo, este trabalho busca compreender a estrutura física e elétrica de sistemas eólicos de baixa potência, representando componentes como o gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG), o circuito retificador trifásico e o conversor CC–CC. Além disso, será desenvolvido e implementado o algoritmo MPPT baseado no método de Perturbação e Observação (PO) para otimizar a captação de energia, visando avaliar a eficiência, a estabilidade e a resposta dinâmica do sistema.

1.4 Justificativa

A geração por meio de fontes renováveis, como a energia eólica, representa uma tendência crescente em resposta à busca por maior sustentabilidade e autonomia energética. Em especial, os sistemas de pequeno porte ganham destaque por permitirem a aplicação direta em residências e estabelecimentos comerciais, reduzindo a dependência da rede elétrica convencional. A turbina Air Breeze, por exemplo, é projetada para operar em velocidades de vento

moderadas, apresentando potência nominal de 200W quando submetida a uma velocidade de vento de 12,5m/s, sendo indicada para aplicações autônomas em regiões com infraestrutura limitada ou como fonte complementar de energia (WINDPOWER, 2011).

No entanto, o desempenho desses sistemas é altamente dependente das condições ambientais locais e da correta implementação dos subsistemas eletromecânicos. Nesse sentido, a simulação computacional torna-se uma ferramenta fundamental para o estudo e a avaliação prévia de sistemas de geração eólica. O uso do Matlab/Simulink permite a análise integrada da turbina, do gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG), do circuito de retificação e do controlador MPPT, viabilizando ajustes e testes antes da implementação física. Essa abordagem é amplamente empregada em pesquisas acadêmicas que exploram a modelagem detalhada de sistemas PMSG e sua integração com estratégias de controle no ambiente de simulação.

Assim, este trabalho se justifica por oferecer uma modelagem realista e parametrizada de um sistema de microgeração eólica com base em dados comerciais, contribuindo para o avanço do conhecimento técnico-científico e para o desenvolvimento de soluções sustentáveis voltadas à realidade brasileira. Além disso, o estudo propõe um roteiro estruturado de simulação de sistemas eólicos, servindo como um guia prático para a análise, implementação e validação de arquiteturas de conversão de energia em ambientes computacionais.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado em cinco capítulos, além desta introdução. No Capítulo 2, realiza-se a revisão bibliográfica, abordando os principais conceitos relacionados à energia eólica, turbinas de pequeno porte, geradores PMSG, retificadores e técnicas de controle MPPT. O Capítulo 3 apresenta os fundamentos teóricos da modelagem e a descrição do sistema proposto. O Capítulo 4 trata da simulação e metodologia adotada, incluindo o ambiente de desenvolvimento, os parâmetros utilizados e os testes realizados. Em seguida, o Capítulo 5 discute os resultados obtidos, analisando o comportamento do sistema frente a diferentes cenários. Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

O presente capítulo apresenta os conceitos fundamentais que sustentam o desenvolvimento deste trabalho, abrangendo os princípios físicos da conversão eólica, o comportamento aerodinâmico das turbinas, os modelos de potência, além dos aspectos elétricos relacionados aos geradores e aos conversores estáticos utilizados em sistemas de microgeração eólica.

2.1 Princípios de Funcionamento da Geração Eólica

A geração de energia eólica consiste na conversão da energia cinética do vento em energia elétrica por meio de aerogeradores. Esse processo se inicia quando o vento incide sobre as pás da turbina, gerando uma força aerodinâmica que induz a rotação do rotor. A rotação mecânica é então transferida ao sistema de conversão, que transforma essa energia em eletricidade utilizável.

A potência teórica disponível no vento pode ser estimada pela seguinte equação:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.1)$$

em que P_v representa a potência do vento (W), ρ é a densidade do ar (kg/m^3), A é a área varrida pelas pás (m^2) e v é a velocidade do vento (m/s).

Apesar dessa potência teórica, nem toda a energia do vento pode ser convertida em energia mecânica. O limite de Betz define que, no máximo, 59,3% da energia cinética do vento pode ser extraída por uma turbina, mesmo nas melhores condições de operação (VIAN et al., 2021).

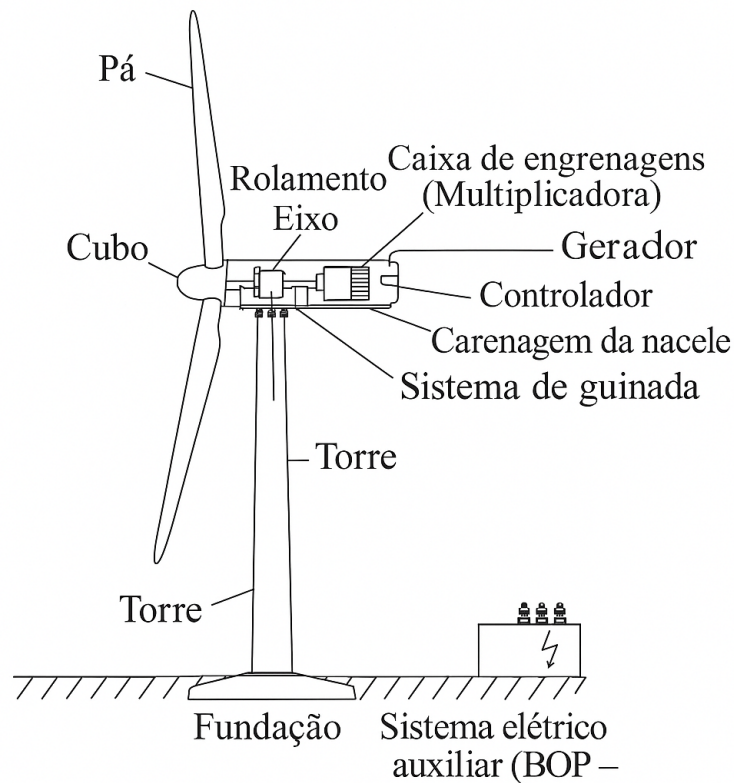
As turbinas eólicas podem ser classificadas de diferentes formas, sendo as mais comuns aquelas com eixo horizontal de três pás, amplamente utilizadas em parques eólicos onshore. Já turbinas de eixo vertical ou de menor porte são aplicadas em ambientes urbanos e em sistemas autônomos (VIAN et al., 2021).

Além do conjunto rotor-gerador, os aerogeradores incorporam componentes como sistemas de orientação, freios, mecanismos de controle, conversores eletrônicos de potência e estruturas de suporte. O entendimento integrado desses elementos é essencial para o correto dimensionamento e operação do sistema, assim como para o planejamento de projetos que envolvam microgeração ou grandes instalações (Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2025).

2.2 Componentes de um aerogerador

A estrutura de um aerogerador moderno é composta por diversos subsistemas mecânicos, elétricos e eletrônicos que atuam em conjunto para converter a energia do vento em eletricidade de forma eficiente. A Figura 4 apresenta os principais componentes de um aerogerador horizontal de três pás (MANWELL et al., 2002).

Figura 4 – Componentes principais de um aerogerador.



Fonte: Adaptado de Manwell et al. (2002).

2.2.1 Rotor

O rotor é responsável por captar a energia cinética do vento. É composto pelas pás e pelo cubo. As pás geram torque por meio de forças aerodinâmicas e o transmitem ao eixo principal. O design das pás influencia diretamente o desempenho da turbina.

2.2.2 Trem de Potência

É o conjunto mecânico que transmite o torque gerado pelo rotor até o gerador. Pode incluir o eixo principal, rolamentos, caixa de engrenagens (multiplicadora) e o próprio gerador.

2.2.3 Nacele

A nacele é a carenagem que abriga o trem de potência e outros sistemas como o controlador, o sistema de guinada e sensores. Serve de proteção contra intempéries e fornece estrutura para montagem e manutenção dos componentes internos.

2.2.4 Torre

A torre sustenta mecanicamente a nacele e o rotor, elevando-os a uma altura suficiente para aproveitar melhor os ventos. Pode ser construída em aço tubular, treliçada ou híbrida, e deve suportar esforços de flexão e vibração.

2.2.5 Sistema de Guinada

Responsável por orientar a nacele de forma que o rotor fique alinhado com a direção predominante do vento. Em turbinas de grande porte, esse ajuste é feito por motores elétricos acionados por um sistema de controle.

2.2.6 Sistema de Pitch

Sistema que ajusta o ângulo de ataque das pás, permitindo controle da potência captada e proteção da turbina em condições de vento excessivo. Fundamental para turbinas de médio e grande porte.

2.2.7 Sistema de Frenagem

Sistema de frenagem que atua para parar o rotor em situações de emergência, excesso de vento ou para manutenção. Pode ser mecânico (freio a disco) ou aerodinâmico (mudança do ângulo das pás para posição de “fechadas”).

2.2.8 Sistema de Controle

O sistema de controle gerencia a operação da turbina com base em dados de sensores. Atua no yaw, pitch, freios e integração com a rede elétrica, otimizando a produção e garantindo segurança.

2.2.9 Sistema Elétrico

Inclui os cabos, conversores, transformadores e interfaces com a rede elétrica. Responsável por conduzir a energia gerada, adaptar suas características e injetá-la de forma adequada na rede ou em sistemas locais.

2.3 Turbinas de pequeno porte

As Turbinas eólicas de pequeno porte são classificadas atualmente pelo padrão IEC como aquelas com potência inferior a 100kW. Elas têm ganhado destaque com o avanço das tecnologias off-shore, sendo aplicadas principalmente em sistemas isolados (como propriedades rurais, embarcações e comunidades remotas) e na geração distribuída, servindo como alternativa a geradores a diesel. (VIAN et al., 2021)

Algumas aplicações das turbinas de pequeno porte segundo Vian et al. (2021) estão listadas abaixo:

- Potência menor que 1 kW ($P < 1 \text{ kW}$):
 - Veleiros
 - Sinalização
 - Iluminação pública
 - Residências remotas/isoladas
- Potência entre 1 kW e 7 kW ($1 \text{ kW} < P < 7 \text{ kW}$):
 - Residências
 - Integração em telhados
 - Pequenas fazendas
- Potência entre 7 kW e 50 kW ($7 \text{ kW} < P < 50 \text{ kW}$):
 - Áreas industriais
 - Minirredes
- Potência entre 50 kW e 100 kW ($50 \text{ kW} < P < 100 \text{ kW}$):
 - Indústrias
 - Fazendas de maior porte

Devido ao custo elevado, a aplicação de turbinas eólicas na geração distribuída depende dos preços da energia elétrica no mercado e de programas de incentivo (VIAN et al., 2021).

2.4 Geradores

Os geradores elétricos constituem o núcleo da conversão de energia mecânica em energia elétrica nos sistemas eólicos. A escolha do tipo de gerador influencia diretamente o desempenho, a eficiência e a complexidade do sistema de controle e de integração com a rede elétrica. De acordo

com Rekioua (2024), os principais tipos aplicados em turbinas eólicas variam desde os geradores de indução, mais robustos e econômicos, até os geradores síncronos de ímãs permanentes, que oferecem maior eficiência e operação em velocidade variável. Cada tecnologia apresenta vantagens e limitações específicas em termos de custo, requisitos de conversão eletrônica de potência e adequação a diferentes escalas de aplicação. A seguir, são descritos os principais geradores utilizados em sistemas eólicos.

2.4.1 SCIG (Gerador de Indução de Rotor em Gaiola)

O SCIG é o tipo mais simples e robusto de gerador de indução, amplamente utilizado em turbinas eólicas de média potência conectadas à rede. Ele apresenta baixo custo e manutenção reduzida, mas a operação em velocidade variável requer o uso de conversores eletrônicos, como conversores de frequência, para garantir compatibilidade com a rede elétrica (REKIOUA, 2024).

2.4.2 WRIG (Gerador de Indução com Rotor Bobinado)

O WRIG possui o rotor bobinado, permitindo maior controle da tensão e da corrente através de resistências externas ou conversores conectados ao rotor. Ele oferece flexibilidade para otimização da operação em diferentes condições de vento, embora seja mais complexo e caro que o SCIG. Essa configuração também permite controle de potência reativa, importante para integração à rede (REKIOUA, 2024).

2.4.3 DFIG (Gerador de Indução Duplamente Alimentado)

O DFIG combina as vantagens do SCIG e do WRIG, permitindo operação em velocidade variável com controle eficiente de potência ativa e reativa através de um conversor de potência conectado ao rotor. Essa arquitetura é bastante utilizada em turbinas de grande porte conectadas a redes elétricas, oferecendo alta eficiência e controle dinâmico do gerador sem exigir conversão de energia total através do conversor (REKIOUA, 2024).

2.4.4 PMSG (Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes)

O PMSG utiliza ímãs permanentes para criar o campo magnético do rotor, eliminando a necessidade de excitação elétrica externa. Essa característica aumenta a eficiência e reduz a manutenção, sendo especialmente adequado para turbinas de pequena e média potência, incluindo sistemas isolados e aplicações com rastreamento de máxima potência (MPPT). O PMSG permite operação direta em velocidade variável e integração eficiente com sistemas eletrônicos de controle (REKIOUA, 2024).

A escolha do gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG) para o sistema modelado neste trabalho está diretamente alinhada à arquitetura empregada pela própria turbina Air Breeze, utilizada como base de referência. De acordo com o manual técnico do fabricante, o equipamento

incorpora um alternador trifásico do tipo brushless com ímãs permanentes, controlado por um microprocessador dedicado, cuja função é otimizar a produção de potência por meio do ajuste contínuo da carga aplicada ao gerador, mantendo as pás operando em seu ângulo de ataque ideal (WINDPOWER, 2011).

2.5 Conversores CC-CC

Conversores CC-CC não isolados realizam a adaptação entre V_g (Tensão de entrada) e V_o (Tensão de saída) por comutação de alta frequência e armazenamento de energia em indutores e capacitores. As descrições a seguir apresentam os principais tipos usados em aplicações de baixa tensão, com base em Erickson e Maksimović (2001).

2.5.1 Buck (abaixador)

Reduz a tensão de entrada mantendo a polaridade. A corrente na carga é naturalmente contínua, o que resulta em baixo ripple de tensão quando o capacitor de saída é corretamente dimensionado. É a escolha típica quando $V_o < V_g$ e se busca alta eficiência com controle simples por modulação em largura de pulso (ERICKSON; MAKSIMOVIĆ, 2001).

2.5.2 Boost (elevador)

Eleva a tensão de entrada mantendo a polaridade. A corrente do lado de entrada é contínua, característica útil para fontes com impedância interna não desprezível, como geradores e módulos fotovoltaicos. O esforço de tensão dos semicondutores é aproximadamente igual à tensão de saída, exigindo seleção adequada de dispositivos. (ERICKSON; MAKSIMOVIĆ, 2001).

2.5.3 Buck-boost clássico (invertido)

Consegue tanto reduzir quanto elevar a tensão, porém com inversão de polaridade entre entrada e saída. A energia é transferida do indutor para a carga durante a desativação da chave, e a corrente de saída tende a ser descontínua, exigindo cuidado no filtro de saída. É útil quando a faixa operacional requer V_o ora maior, ora menor que V_g , e a inversão é aceitável (ERICKSON; MAKSIMOVIĆ, 2001).

2.5.4 Buck-boost não inversor

Implementa ganho acima e abaixo da unidade mantendo a mesma polaridade de saída, normalmente a partir da cascata buck+boost ou arranjos equivalentes. Fornece versatilidade de nível de tensão sem inversão, à custa de maior número de componentes e perdas adicionais de comutação em relação às topologias elementares (ERICKSON; MAKSIMOVIĆ, 2001).

2.6 Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT)

A eficiência na conversão da energia eólica depende da capacidade do sistema de ajustar dinamicamente seu ponto de operação conforme a velocidade do vento. Como a potência extraída de uma turbina não é constante, um dos principais algoritmos usados é o de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (Maximum Power Point Tracking — MPPT) (SALMAN et al., 2018).

2.6.1 Controle pela Razão de Velocidade da Ponta (TSR)

O método de controle pela razão de velocidade da ponta (TSR) visa manter a razão entre a velocidade da ponta das pás e a velocidade do vento em seu valor ótimo (λ_{opt}), garantindo assim a extração máxima de energia da turbina. O controlador compara o valor atual de TSR com o valor de referência e ajusta a velocidade do gerador para reduzir esse erro. Apesar de sua simplicidade conceitual, o método depende de medições precisas da velocidade do vento, o que encarece e dificulta sua implementação prática (ABDULLAH et al., 2012).

2.6.2 Controle de Torque Ótimo (OTC)

O controle de torque ótimo (OTC) se baseia na relação cúbica entre a velocidade do rotor e a potência mecânica gerada. O método calcula um torque de referência em função da velocidade angular do gerador, e este valor é usado como referência para o controle do sistema. Embora seja simples, rápido e eficiente, ele não mede diretamente a velocidade do vento, o que reduz sua precisão em condições de vento variável (ABDULLAH et al., 2012).

2.6.3 Controle por Realimentação de Sinal de Potência (PSF)

O método PSF utiliza uma curva de potência ótima obtida experimentalmente ou por simulação, armazenada em uma tabela de consulta (lookup table). A partir da velocidade do gerador ou de outras variáveis, o controlador busca na tabela o valor correspondente da potência máxima e ajusta o sistema para atingi-lo. Esse método é semelhante ao OTC em desempenho e complexidade, mas exige memória adicional e, em alguns casos, medição do vento (ABDULLAH et al., 2012).

2.6.4 Controle por Perturbação e Observação (P&O)

O método Perturb and Observe (P&O), também conhecido como Hill Climb Search (HCS), é amplamente empregado em sistemas eólicos de pequeno porte devido à sua simplicidade e baixo custo de implementação. Sua lógica consiste em aplicar pequenas variações sobre uma variável de controle, como a tensão de entrada do conversor ou a velocidade do gerador, e observar a resposta na potência elétrica gerada: se a potência aumenta, a próxima perturbação mantém a mesma direção; caso contrário, o sinal é invertido (ABDULLAH et al., 2012).

Apesar de eficiente, o método pode apresentar oscilações em torno do ponto de máxima potência e resposta lenta em condições de vento variável, o que motivou propostas de melhorias, como a adoção de passo adaptativo. Ainda assim, sua independência de sensores mecânicos e a utilização apenas de variáveis elétricas tornam o P&O uma estratégia bastante adequada para turbinas de pequeno porte baseadas em geradores síncronos de ímãs permanentes (PMSG) (ABDULLAH et al., 2012).

3 METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho foi estruturada de forma a permitir a modelagem, simulação e análise do desempenho de um sistema de microgeração eólica utilizando um aerogerador de pequeno porte e um conversor boost operando sob controle MPPT. Neste capítulo, são descritos os modelos matemáticos e critérios utilizados para a definição das condições de simulação e avaliação dos resultados. Essa abordagem metodológica assegura a reprodutibilidade do estudo e fundamenta as análises apresentadas nos capítulos posteriores.

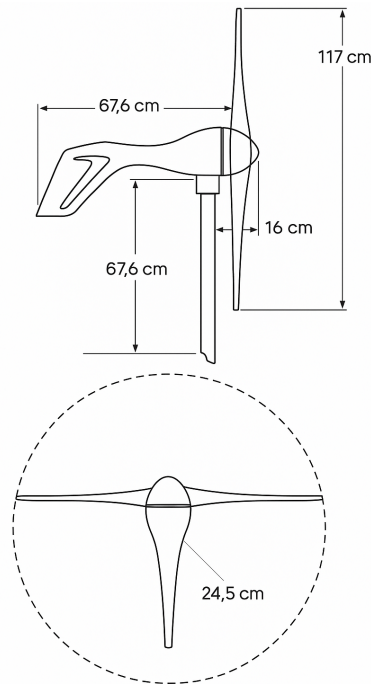
3.1 Turbina

Durante a consulta ao manual técnico da turbina Air Breeze, observou-se a existência de mais de uma versão do equipamento, cada uma com especificações ligeiramente distintas. A versão padrão, geralmente referida apenas como "Air Breeze", possui potência nominal de 200 W quando submetida a uma velocidade de vento de 12,5 m/s (28 mph), conforme indicado no próprio datasheet da fabricante Windpower (2011). Por outro lado, a versão Air Breeze Marine, destinada a aplicações em ambientes marítimos, é especificada com uma potência nominal inferior, de 160 W na mesma velocidade de vento. Essa diferença pode ser atribuída a ajustes no sistema de controle eletrônico, visando maior robustez em condições ambientais severas.

Considerando que o presente trabalho tem como objetivo modelar um sistema de microgeração eólica em ambiente terrestre e baseado na versão mais amplamente documentada para aplicações convencionais, adota-se como referência a potência nominal de 200 W, correspondente à versão padrão da turbina.

A Figura 5 apresenta a vista lateral e frontal da turbina estudada.

Figura 5 – Dimensões físicas da turbina Air Breeze: vista lateral (acima) e vista frontal (abaixo).



Fonte: Adaptado de Windpower (2011).

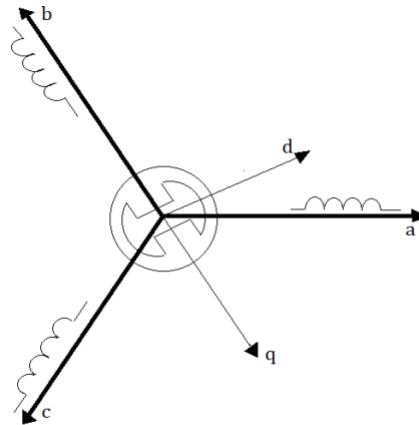
As principais especificações da turbina estão representadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Especificações da turbina Air Breeze

Parâmetro	Valor
Peso	6kg
Tensão nominal	12V
Potência nominal	200W
Velocidade nominal do vento	12.5m/s
Velocidade de partida	2.7m/s
Velocidade máxima suportada	110mph (49.2m/s)
Diâmetro do rotor	1.17m

3.2 Modelagem do Gerador PMSG

A análise e o controle de geradores síncronos trifásicos, como o PMSG, são complexos no referencial de coordenadas estacionárias (abc), pois as grandezas elétricas (tensões, correntes e fluxos) são variáveis no tempo e dependem diretamente da posição angular do rotor. Para superar essa limitação e simplificar as equações, uma das técnicas mais eficazes é a transformação de coordenadas para um referencial que gira sincronicamente com o rotor. Essa abordagem, conhecida como controle vetorial, permite converter um sistema trifásico em um sistema de duas variáveis, simplificando o controle de torque e fluxo. O sistema de coordenadas mais utilizado para este fim é o referencial $d - q$ (eixo direto-quadratura), proposto por Park (VICENT, 2010).

Figura 6 – Sistemas de coordenadas abc e dq aplicados ao PMSG.

Fonte: Sánchez (2018).

3.2.1 Base do Controle Vetorial

Para chegar ao referencial $d - q$, é comum utilizar um processo de duas etapas, que primeiramente converte as grandezas do sistema abc para um sistema de coordenadas bifásico e estacionário, e então, para o referencial rotativo $d - q$.

3.2.1.1 Transformada de Clarke (do abc para o $\alpha\beta$)

A transformada de Clarke converte o sistema de coordenadas trifásico abc para um sistema de coordenadas bifásico estacionário $\alpha\beta$. O eixo α é alinhado com o eixo da fase a , e o eixo β é perpendicular a ele. Para um sistema trifásico equilibrado, o componente de sequência zero é desprezado. A transformação é dada por:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Com essa transformação, o vetor espacial de tensão, que antes era representado por três senoides defasadas, se torna um vetor no plano $\alpha\beta$ que gira com velocidade constante, mantendo seu módulo constante.

3.2.1.2 Transformada de Park (do $\alpha\beta$ para o $d - q$)

A transformada de Park, então, converte o vetor de tensão do referencial estacionário $\alpha\beta$ para o referencial síncrono rotativo $d - q$. A matriz de transformação rotaciona o vetor $\alpha\beta$ por um ângulo θ_e , que é a posição angular elétrica do rotor. O eixo d é alinhado com o fluxo magnético gerado pelos ímãs permanentes do rotor, enquanto o eixo q é perpendicular a ele. A representação matricial da transformação de Park é:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \sin(\theta_e) \\ -\sin(\theta_e) & \cos(\theta_e) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Com essa segunda transformação, o vetor de tensão, que antes girava no referencial $\alpha\beta$, se torna um vetor estático no referencial $d - q$. Essa característica é a base do controle vetorial, pois permite que as grandezas de controle (correntes) sejam tratadas como valores em corrente contínua (DC).

3.2.2 Equações Eletromagnéticas do PMSG no Referencial $d - q$

A modelagem do PMSG no referencial $d - q$ permite expressar as tensões e fluxos em um conjunto de equações diferenciais lineares e com coeficientes constantes, facilitando a análise de sua dinâmica. A partir das leis de Kirchhoff, as equações de tensão são:

- Tensão no eixo d (v_d):

$$v_d = R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_e L_q i_q \quad (3.3)$$

- Tensão no eixo q (v_q):

$$v_q = R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega_e L_d i_d + \omega_e \psi_{pm} \quad (3.4)$$

onde R_s é a resistência de estator por fase, L_d e L_q são as indutâncias de estator nos eixos d e q , ω_e é a velocidade angular elétrica do rotor, i_d e i_q são as correntes de estator e ψ_{pm} é o fluxo magnético constante gerado pelos ímãs permanentes do rotor (VICENT, 2010).

As equações acima possuem termos importantes que merecem ser destacados:

- O termo $R_s i_d$ e $R_s i_q$ representa a queda de tensão resistiva, que causa perdas por efeito Joule.
- Os termos $L_d \frac{di_d}{dt}$ e $L_q \frac{di_q}{dt}$ representam a queda de tensão indutiva.
- O termo $\omega_e (L_d i_d + \psi_{pm})$ no eixo q e $\omega_e L_q i_q$ no eixo d são as tensões de acoplamento entre os eixos, também conhecidas como tensões de back-EMF (Força Contra-Eletromotriz).
- A parcela $\omega_e \psi_{pm}$ é a principal fonte de back-EMF do PMSG, pois está diretamente relacionada à velocidade do rotor e ao fluxo dos ímãs permanentes.

3.2.3 Equação do Torque Eletromagnético

O torque eletromagnético (T_e) gerado pela máquina é a força de rotação que se opõe ao torque mecânico do vento. Sua expressão no referencial $d - q$ é fundamental para o controle do gerador:

$$T_e = \frac{3}{2}P [\psi_{pm}i_q + (L_d - L_q)i_d i_q] \quad (3.5)$$

onde P é o número de pares de polos do gerador. A equação demonstra que o torque depende de duas componentes de corrente:

- A componente $\psi_{pm}i_q$ representa o torque de alinhamento, gerado pela interação do fluxo dos ímãs com a corrente i_q do estator.
- O termo $(L_d - L_q)i_d i_q$ representa o torque de relutância, que surge da saliência magnética, ou seja, da diferença entre as indutâncias dos eixos d e q .

Para um PMSG com ímãs de superfície, a relutância magnética é desprezível, o que implica $L_d \approx L_q$. Nesses geradores, a equação do torque é simplificada para:

$$T_e = \frac{3}{2}P\psi_{pm}i_q \quad (3.6)$$

Essa simplificação é extremamente vantajosa, pois o torque se torna linear e diretamente proporcional à corrente i_q . Dessa forma, é possível controlar o torque do gerador de forma precisa, controlando apenas a componente i_q da corrente, enquanto a componente i_d pode ser mantida em zero para maximizar a eficiência, uma vez que a corrente i_d não contribui para o torque e apenas aumenta as perdas por efeito Joule (TIBOLA, 2009).

3.2.4 Dinâmica Mecânica do Sistema Turbina-Gerador

A modelagem do PMSG é completa quando o modelo elétrico é acoplado à dinâmica mecânica do sistema. A equação que governa a dinâmica de rotação é a segunda lei de Newton para movimento rotacional:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e - B\omega_m \quad (3.7)$$

onde J é o momento de inércia total do conjunto turbina-gerador, ω_m é a velocidade angular mecânica, T_m é o torque mecânico proveniente da turbina eólica, e B é o coeficiente de atrito viscoso. A relação entre as velocidades angular mecânica e elétrica é dada pelo número de pares de polos do gerador, P :

$$\omega_e = P\omega_m \quad (3.8)$$

Neste contexto, o torque eletromagnético (T_e) gerado pela máquina é composto pelo torque mútuo, que é o torque de alinhamento ($\frac{3}{2}P\psi_{pm}i_q$) e o torque de relutância segundo Llano et al. (2014). O torque mútuo é a componente principal do torque do gerador e é responsável pela conversão de energia. A combinação desses modelos, elétrico e mecânico, fornece uma representação precisa da dinâmica do PMSG, sendo a base para análises de desempenho e comportamento da máquina.

3.3 Retificador Trifásico

A ponte trifásica de seis pulsos com diodos é um arranjo clássico para converter tensões senoidais equilibradas em grandeza contínua segundo Erickson e Maksimović (2001). Admitindo componentes ideais (sem quedas e comutação instantânea), a tensão contínua média no barramento relaciona-se com a tensão de linha eficaz na entrada por

$$V_{dc,avg} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{LL,rms} \approx 1,35 V_{LL,rms}. \quad (3.9)$$

A ondulação dominante no barramento CC de um retificador trifásico de seis pulsos possui frequência aproximadamente igual a seis vezes a frequência elétrica de entrada,

$$f_{ripple} \approx 6f_e, \quad f_e = \frac{p}{2} \frac{\omega_m}{2\pi}, \quad (3.10)$$

em que f_e é a frequência elétrica, p o número de polos e ω_m a velocidade mecânica.

Quando a carga do lado CA é resistiva e balanceada, com resistência por fase R_ϕ , a potência ativa total no lado CA pode ser escrita como

$$P_{ac} = 3 \frac{V_{\phi,rms}^2}{R_\phi} = \frac{V_{LL,rms}^2}{R_\phi}. \quad (3.11)$$

No lado CC, adotando um resistor R_{dc} ,

$$P_{dc} = \frac{V_{dc,avg}^2}{R_{dc}}. \quad (3.12)$$

A igualdade $P_{ac} = P_{dc}$, combinada com (3.9), conduz ao resistor CC que preserva a potência do ensaio em CA:

$$R_{dc} \approx \left(\frac{3\sqrt{2}}{\pi}\right)^2 R_\phi = \frac{18}{\pi^2} R_\phi \approx 1,83 R_\phi. \quad (3.13)$$

Para limitação do ripple de tensão por meio de um filtro capacitivo, parte-se da relação monofásica de onda completa $C \approx I_{dc}/(2f\Delta V)$ e, considerando que no retificador trifásico de seis pulsos a ondulação dominante ocorre a $6f_e$ (Equação 3.10), obtém-se a estimativa de primeira ordem:

$$C \frac{I_{dc}}{6f_e \Delta V}, \quad (3.14)$$

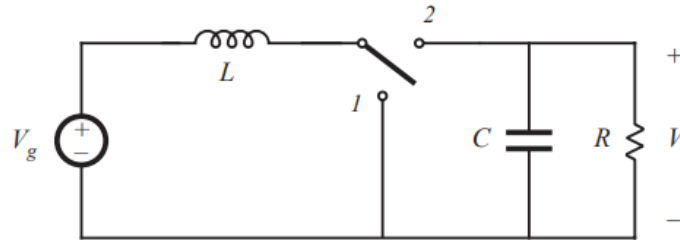
em que I_{dc} é a corrente média no barramento e ΔV a amplitude de ondulação admissível.

3.4 Conversor Boost

Após a retificação em ponte de seis pulsos, o PMSG fornece um barramento CC de baixa tensão com corrente disponível. Adota-se o conversor boost porque eleva V_o mantendo a polaridade, apresenta corrente de entrada praticamente contínua (adequada para a fonte geradora)

e integra-se facilmente a estratégias de rastreamento de potência por ajuste do ciclo de trabalho D Erickson e Maksimović (2001). O esquema usado está na Figura 7.

Figura 7 – Conversor boost ideal.



Fonte: Erickson e Maksimović (2001).

Para a simulação, utiliza-se o modelo médio ideal em condução contínua (CCM). Com período $T_s = 1/f_s$, os subintervalos de chaveamento levam às equações médias:

$$L \frac{di_L}{dt} = V_g - (1 - D) V_o, \quad (3.15)$$

$$C \frac{dv_o}{dt} = (1 - D) i_L - \frac{v_o}{R}. \quad (3.16)$$

Em regime permanente (derivadas nulas), o ganho ideal é

$$\frac{V_o}{V_g} = \frac{1}{1 - D}, \quad 0 < D < 1, \quad (3.17)$$

e a corrente média do indutor

$$I_L = \frac{V_o}{R(1 - D)} = \frac{I_o}{1 - D}, \quad I_g \simeq I_L. \quad (3.18)$$

Para verificação de ripples nas formas de onda:

$$\Delta i_L \approx \frac{V_g}{L} D \frac{1}{f_s}, \quad (3.19)$$

$$\Delta V_o \approx \frac{I_o D}{C f_s}. \quad (3.20)$$

Modos de condução. Em CCM a corrente do indutor $i_L(t)$ não zera dentro do período; o modelo médio (3.15)–(3.16) descreve bem a dinâmica e a corrente de entrada vista pelo gerador é suave. Em DCM $i_L(t)$ zera por um intervalo a cada período (carga leve, indutor pequeno ou D alto); o ganho e a dinâmica mudam e a corrente de entrada torna-se mais pulsada. A fronteira aproximada entre os modos é

$$L_b \approx \frac{(1 - D)^2 R}{2 f_s}. \quad (3.21)$$

Neste estudo busca-se operar em CCM, coerente com o perfil de corrente desejado do PMSG.

Integração MPPT–PWM. O MPPT atua como malha externa e calcula uma referência lenta (por exemplo, D , I_g ou V_g) para operar próximo ao ponto de máxima potência do conjunto gerador–turbina; a malha interna do conversor, que opera na frequência de comutação, gera o PWM e ajusta o duty real para rastrear essa referência. O MPPT não gera o PWM diretamente; define o setpoint que o controle do boost utiliza para atualizar o duty (HEIER, 2014).

3.5 Algoritmo MPPT

O algoritmo de Perturbação e Observação (P&O) como estratégia de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) foi escolhido para a aplicação. Sua lógica consiste na aplicação de pequenas perturbações sobre a variável de controle — normalmente a tensão de operação do sistema — e na análise da resposta da potência elétrica gerada. A cada iteração, o controlador avalia se a potência aumentou ou diminuiu, e ajusta a direção da próxima perturbação conforme a resposta observada. (ABDULLAH et al., 2012)

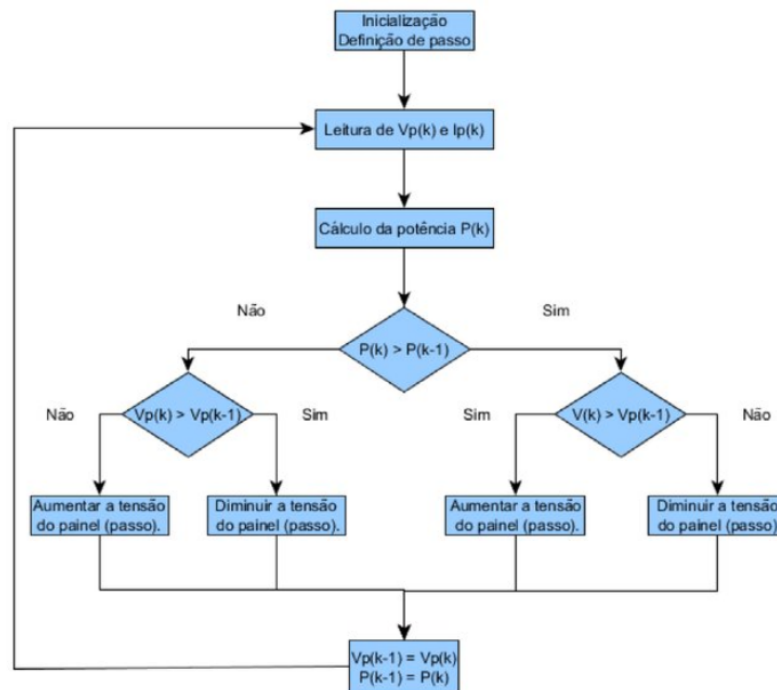
- Aplica-se uma pequena variação ΔV (ou ΔD) na variável de controle;
- Mede-se a nova potência $P(k)$ e compara-se com o valor anterior $P(k-1)$;
- Se $\Delta P > 0$, a perturbação continua na mesma direção; caso contrário, o sinal é invertido.

Essa lógica é sintetizada na seguinte equação:

$$V(k+1) = \begin{cases} V(k) + \Delta V, & \text{se } \Delta P > 0 \text{ e } \Delta V > 0 \\ V(k) - \Delta V, & \text{se } \Delta P < 0 \text{ e } \Delta V > 0 \\ V(k) - \Delta V, & \text{se } \Delta P > 0 \text{ e } \Delta V < 0 \\ V(k) + \Delta V, & \text{se } \Delta P < 0 \text{ e } \Delta V < 0 \end{cases}$$

A Figura 8 apresenta o fluxograma correspondente à lógica de operação do algoritmo, conforme ilustrado em Barbosa et al. (2010).

Figura 8 – Fluxograma do algoritmo de Perturbação e Observação.

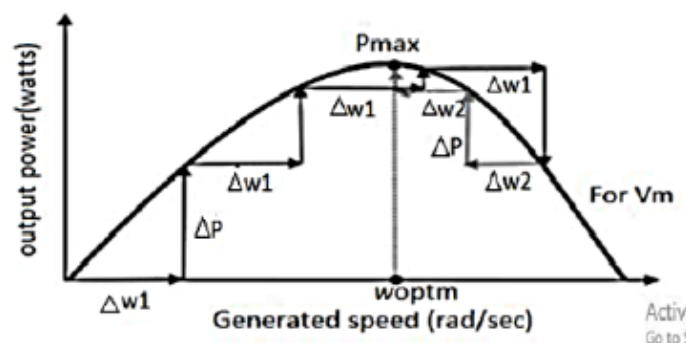


Fonte: Barbosa et al. (2010).

Apesar de ser amplamente difundido, o método apresenta limitações conhecidas, como a possibilidade de oscilações ao redor do ponto de operação ótimo e resposta lenta em condições de variação rápida do vento. Para contornar esses desafios, a literatura propõe versões aprimoradas com passo de perturbação variável ou técnicas híbridas (ABDULLAH et al., 2012).

Ainda assim, sua aplicação em turbinas eólicas de pequeno porte tem se mostrado eficaz. Conforme evidenciado por Gupta et al. (2022), o algoritmo P&O foi capaz de conduzir o sistema a operar próximo ao ponto de máxima potência com alta estabilidade, mesmo sem o uso de sensores mecânicos. A Figura 9 mostra a curva de potência gerada em função da velocidade angular do gerador, destacando a convergência ao ponto ótimo.

Figura 9 – Curva de potência em função da velocidade angular do gerador com marcação do ponto de potência máxima.



Fonte: Gupta et al. (2022).

Dessa forma, o algoritmo P&O destaca-se como uma solução tecnicamente viável e eficiente para o sistema proposto, conciliando simplicidade de implementação com desempenho satisfatório na maximização da energia extraída do vento.

3.6 Topologias dos Sistemas Eólicos

A definição da topologia de um sistema eólico envolve a combinação entre as características mecânicas da turbina, o tipo de gerador empregado e a interface de eletrônica de potência responsável pelo condicionamento da energia. Segundo Manwell et al. (2002), a escolha da topologia impacta diretamente o desempenho aerodinâmico, a eficiência de conversão, a robustez estrutural e o custo final de energia, sendo um dos aspectos centrais no projeto de sistemas eólicos tanto de pequeno quanto de grande porte. As subseções a seguir apresentam as configurações mais utilizadas na literatura e na indústria, incluindo a topologia adotada neste trabalho.

3.6.1 Turbina de Velocidade Constante com Gerador de Indução (SCIG)

A topologia clássica dos primeiros aerogeradores comerciais é aquela em que um gerador de indução de rotor gaiola (SCIG) é conectado diretamente à rede elétrica. A turbina opera com velocidade praticamente constante, sendo o controle de potência realizado por *stall* aerodinâmico ou controle de passo. A conexão direta à rede simplifica a eletrônica de potência, reduz custos e aumenta a robustez, mas limita a operação em velocidade variável, restringindo a capacidade de extração de potência máxima em ventos de baixa e média intensidade. Também se torna necessário o uso de bancos de capacitores para compensação de reativos. (MANWELL et al., 2002).

3.6.2 Turbina de Velocidade Constante com Dois Níveis de Rotação

Uma evolução da topologia anterior consiste em permitir dois patamares distintos de velocidade de operação, seja por meio de enrolamentos duplos no gerador de indução ou por uma caixa de engrenagens com duas relações mecânicas. Essa solução mantém parte da simplicidade do conceito de velocidade constante, mas oferece maior flexibilidade e melhor desempenho energético em diferentes faixas de velocidade do vento. Em baixos ventos, a operação ocorre no nível inferior de rotação (reduzindo o ruído e otimizando o coeficiente de potência), enquanto em ventos mais fortes o sistema migra para o nível superior. (MANWELL et al., 2002).

3.6.3 Velocidade Variável com Conversão em Escala Total (Full-Converter)

Nesta topologia, amplamente utilizada em turbinas modernas, o gerador de indução em gaiola (SCIG) ou síncrono é desacoplado eletricamente da rede por meio de um retificador e de um inversor conectados por um barramento CC. Toda a potência produzida pelo gerador flui

através da eletrônica de potência, que é dimensionada para 100% da potência nominal. Isso possibilita ampla faixa de operação em velocidade variável, maior suavidade nos transitórios mecânicos e implementação de técnicas de máxima extração de potência (MPPT). Em contrapartida, o custo e a complexidade da eletrônica são maiores. (MANWELL et al., 2002).

3.6.4 Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)

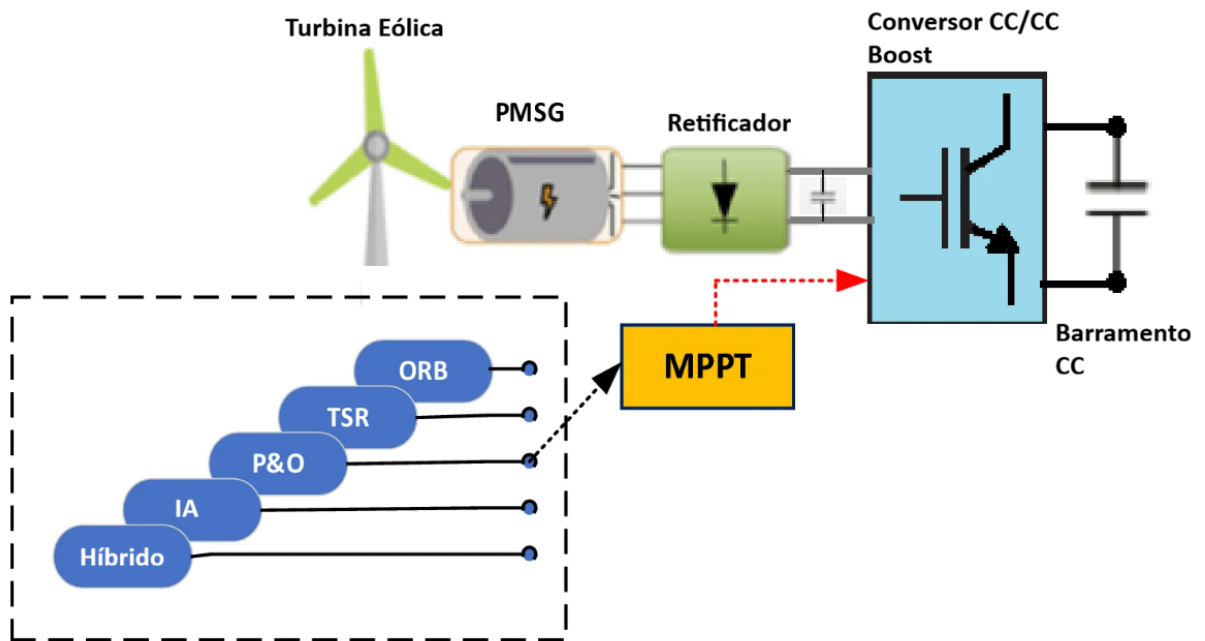
O gerador de indução de rotor bobinado em configuração duplamente alimentada (DFIG) tornou-se uma das topologias mais utilizadas em turbinas de grande porte. Nesse caso, o estator é conectado diretamente à rede, enquanto o rotor é ligado a um conversor bidirecional dimensionado para cerca de 25–30% da potência total. Essa estrutura permite operação em velocidade variável ao redor da velocidade síncrona, controle independente de potência ativa e reativa, boa eficiência energética e menor custo de conversores quando comparado à topologia full-converter. Seu principal desafio são os requisitos de proteção e manutenção associados ao uso de escovas e anéis coletores, bem como a sensibilidade a distúrbios da rede. (MANWELL et al., 2002).

3.6.5 Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes com Conversão em Escala Total (PMSG Full-Converter)

A topologia baseada no gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG) associado a uma interface full-converter apresenta vantagens significativas em aplicações de microgeração e turbinas de pequeno porte, como no sistema estudado neste trabalho. O PMSG pode operar em ampla faixa de velocidade e não requer excitação externa, reduzindo perdas e simplificando o conjunto eletromagnético. A energia gerada é retificada por um conversor trifásico, alimentando um barramento CC ao qual se conecta um conversor CC–CC ou um inversor. Essa configuração permite a implementação eficiente de algoritmos de MPPT, garante o desacoplamento elétrico entre turbina e carga e oferece elevada densidade de potência. A topologia é descrita extensivamente por Manwell et al. (2002) e corresponde diretamente ao arranjo utilizado neste projeto.

A Figura 10 apresenta a estrutura completa adotada, incluindo a turbina eólica, o gerador síncrono, o estágio de retificação, o conversor *boost* e o laço de controle MPPT.

Figura 10 – Topologia geral do sistema estudado.



Fonte: Adaptado de Zouaghi et al. (2023).

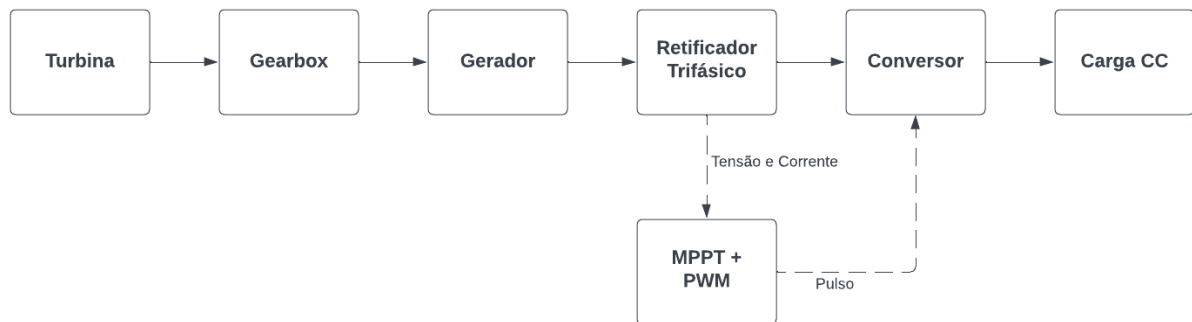
4 SIMULAÇÃO

Este capítulo apresenta a implementação computacional do sistema de microgeração eólica proposto, utilizando o ambiente MATLAB/Simulink como plataforma de modelagem e simulação. A estrutura do sistema contempla os principais blocos funcionais — turbina, gerador PMSG, conversor de potência e controle MPPT — os quais foram construídos com base nas equações dinâmicas e parâmetros obtidos no Capítulo 3.

A simulação tem como objetivo validar o desempenho do sistema sob diferentes condições de velocidade do vento, avaliando a capacidade do algoritmo MPPT de rastrear o ponto de máxima potência. Os modelos implementados representam o comportamento de uma turbina de pequeno porte para aplicação residencial e sua interface eletrônica com a carga. Cada subsistema é descrito nas próximas seções, com destaque para as estratégias de controle empregadas e os métodos adotados para a integração dos componentes no ambiente de simulação.

A Figura 11 apresenta o fluxograma da trajetória principal de potência no sistema, desde a conversão aerodinâmica até a etapa eletrônica de processamento. Esse diagrama evidencia o caminho percorrido pela energia, servindo como referência estrutural para a modelagem do sistema.

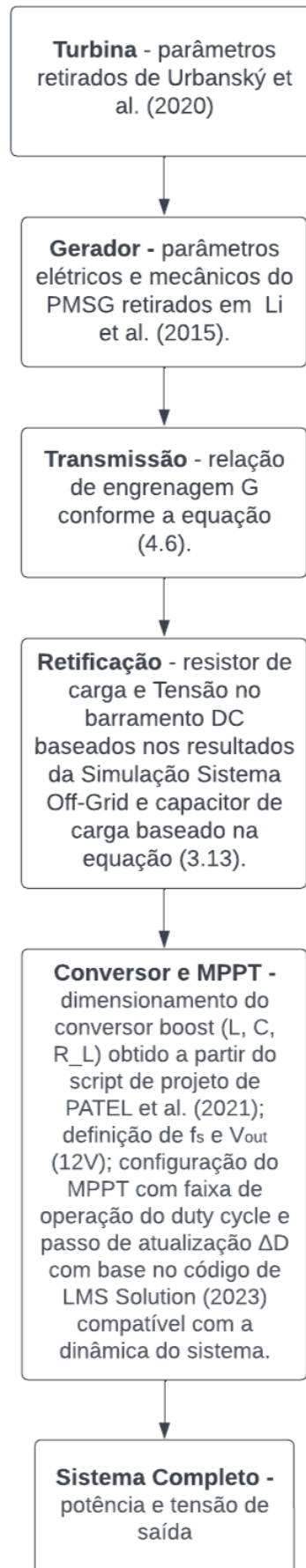
Figura 11 – Fluxograma do caminho de potência do sistema.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Além do fluxo energético, o desenvolvimento do modelo exige a definição sequencial dos parâmetros utilizados em cada etapa da simulação. Assim, a Figura 12 apresenta o fluxograma que descreve como os parâmetros necessários foram obtidos ao longo da construção do modelo em Simulink, desde os dados da turbina até os valores finais do conversor *boost* e do algoritmo MPPT, servindo como um guia para a simulação do sistema.

Figura 12 – Fluxograma do processo de obtenção dos parâmetros de simulação.



Na etapa da turbina, são definidos os parâmetros aerodinâmicos, como a curva $C_p(\lambda)$, a potência nominal e a velocidade de base. Esses valores são obtidos a partir de dados comerciais e de um artigo técnico que descreve uma turbina de pequeno porte, de forma a representar de maneira realista o comportamento mecânico inicial do sistema.

Em seguida, são definidos os parâmetros elétricos e mecânicos do gerador PMSG, incluindo resistência de estator, indutâncias, fluxo do ímã permanente, número de polos, inércia e atrito viscoso. Esses valores são extraídos de trabalhos da literatura que apresentam modelos detalhados de geradores síncronos de ímãs permanentes e são incorporados ao modelo dinâmico do gerador.

A etapa de transmissão utiliza as velocidades de base da turbina e do gerador para calcular a relação de engrenagem G , responsável por compatibilizar a rotação mecânica entre os dois e permitir a operação em uma faixa adequada de velocidade para o PMSG.

Na sequência, a etapa de retificação define os valores do resistor equivalente no barramento em corrente contínua, do capacitor de filtragem e da tensão média após a ponte de diodos. Esses parâmetros são determinados a partir dos resultados das simulações do sistema no domínio trifásico, de modo a obter uma representação coerente do barramento CC que alimenta o conversor CC-CC.

A etapa denominada Conversor e MPPT utiliza a tensão mínima de entrada, a potência disponível no barramento CC e a tensão desejada na carga para calcular os parâmetros do conversor *boost*, como indutor, capacitor, resistência de carga e frequência de chaveamento. Nessa mesma etapa são definidos os parâmetros do algoritmo MPPT por Perturbação e Observação, em particular a faixa de variação do ciclo de trabalho e o passo de perturbação empregado na atualização do duty cycle.

Por fim, o bloco Sistema Completo integra todos os subsistemas anteriores, permitindo avaliar a tensão e a potência de saída em diferentes condições de velocidade do vento e de carga. Essa etapa consolida o modelo final empregado nos cenários de simulação apresentados no Capítulo 5.

4.1 Turbina

Para representar a turbina eólica no ambiente de simulação, utilizou-se o bloco *Wind Turbine* da biblioteca *Simscape Electrical / Specialized Power Systems* do MATLAB/Simulink. Esse bloco modela a conversão de energia aerodinâmica em torque mecânico aplicado ao eixo do gerador, considerando as características do rotor e a velocidade do vento como entrada. O modelo implementa a seguinte equação de torque:

$$T_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{v^3}{\omega} \quad (4.1)$$

onde:

- T_m é o torque mecânico aplicado ao gerador [Nm];
- ρ é a densidade do ar [kg/m³];
- A é a área de varredura das pás [m²];
- C_p é o coeficiente de potência da turbina (função da razão de tip-speed λ e do ângulo de pitch β);
- v é a velocidade do vento [m/s];
- ω é a velocidade angular do eixo [rad/s].

A *tip-speed ratio* (TSR), denotada por λ , é a razão entre a velocidade linear na ponta da pá e a velocidade do vento:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (4.2)$$

onde ω é a velocidade angular do rotor, R é o raio do rotor e v é a velocidade do escoamento do vento. Intuitivamente, λ indica quão rápido a ponta da pá "varre" o ar em relação ao vento incidente.

O valor de C_p é crucial para entender o desempenho da turbina. Um C_p alto significa que a turbina está operando de maneira eficiente, extraíndo uma grande quantidade de energia do vento em relação à potência disponível. Isso ocorre quando a turbina está operando perto da *tip-speed ratio* ($\lambda_{\text{ótimo}}$) que maximiza o coeficiente de potência. Por outro lado, um C_p baixo significa que a turbina está extraíndo menos energia do vento, o que pode ocorrer por uma operação fora do ponto ótimo de λ , ou por fatores como estol (quando a ponta da lâmina do rotor está se movendo muito lentamente em relação ao vento) ou aumento excessivo da resistência aerodinâmica. (MANWELL et al., 2002)

Como o coeficiente de potência C_p é função de λ e β (ângulo de pitch), existe um valor de $\lambda_{\text{ótimo}}$ que maximiza C_p . Essa definição e seu uso em tabelas $C_p(\lambda, \beta)$ são apresentados de forma clássica em Manwell et al. (2002), e são adotados no bloco *Wind Turbine* do Simulink, que calcula a potência aerodinâmica a partir da TSR fornecida.

Esse bloco é particularmente útil para simular turbinas de velocidade variável sem necessidade de modelagem detalhada do perfil das pás. A porta de entrada do bloco permite aplicar a velocidade do vento como sinal de entrada, enquanto a saída é o torque mecânico entregue ao eixo. Para o estudo, foi utilizado o artigo de Urbanský et al. (2020) onde é estudada a Turbina Airdolphin Z-1000-48, a qual tem a potência de 1kW. Na Tabela 2 seguem os parâmetros da Turbina.

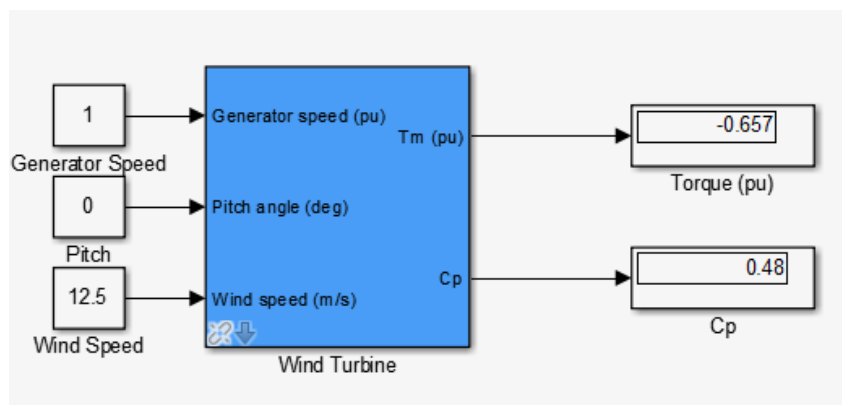
Tabela 2 – Parâmetros do bloco *Wind Turbine* a serem configurados. Adaptado de Urbanský et al. (2020)

Parâmetro	Valor
Potência mecânica nominal	1000W
Potência nominal do gerador elétrico	1000/0.9 VA
Velocidade base do vento	12.5 m/s
Potência máxima na velocidade base (kp)	0.73 pu
Velocidade rotacional na potência máxima	1 pu
Ângulo de pitch (pitch angle beta)	0°

Embora o artigo de Urbanský et al. (2020) descreva a implementação da turbina Air-dolphin Z-1000-48 no ambiente MATLAB/Simulink, nem todos os parâmetros exigidos pelo bloco *Wind Turbine* estão explicitamente listados no texto. O trabalho fornece as características físicas e operacionais da turbina — potência nominal de 1 kW a 12,5 m/s, diâmetro do rotor de 1,8 m, velocidade nominal de 1000 rpm, faixa de operação de 2,5 m/s a 20 m/s, modo de passo fixo ($= 0^\circ$) e coeficiente de potência máximo ($C_p = 0,48$). Esses valores serviram como referência principal para a configuração inicial do modelo.

Por outro lado, parâmetros como potência base do gerador elétrico, ganho de potência máxima na velocidade base (kp) e velocidade rotacional base (em pu). Para garantir a compatibilidade com o bloco do Simulink e manter coerência com o modelo físico, adotaram-se valores complementares de acordo com a documentação oficial da MathWorks Inc. (2023) e com práticas de modelagem de turbinas de pequeno porte encontradas na literatura. Assim, a potência base do gerador foi estimada considerando um rendimento elétrico típico de 90 % e o parâmetro kp foi mantido no valor padrão sugerido pela MathWorks, 0,73 pu, representando a fração da potência nominal obtida na velocidade base.

A Figura 13 mostra o bloco *Wind Turbine* utilizado na modelagem.

Figura 13 – Bloco *Wind Turbine* utilizado no Simulink.

Fonte: Autoria Própria.

4.2 Gerador

O gerador adotado no modelo é um *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG) de baixa potência, amplamente utilizado em sistemas eólicos de pequeno porte devido à sua alta eficiência, operação em velocidade variável e ausência de excitação externa. Neste trabalho, o modelo do PMSG foi parametrizado a partir dos dados apresentados por Li et al. (2015), que implementam um sistema de conversão eólica de 200 W controlado por técnicas de aprendizado por reforço. Os parâmetros elétricos e mecânicos são resumidos na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros do PMSG utilizados na simulação. Adaptado de Li et al. (2015).

Parâmetro	Símbolo / Unidade	Valor
Velocidade nominal	ω_{nom} (rpm)	3000
Potência nominal	P_{nom} (W)	200
Número de polos	p	8
Constante de f.e.m. induzida	K_e (V/kRPM)	9.5
Resistência do estator	R_s (Ω)	0.233
Indutância eixo d	L_d (mH)	0.275
Indutância eixo q	L_q (mH)	0.364

O modelo do gerador foi implementado no ambiente *Simscape Electrical* por meio do bloco *Permanent Magnet Synchronous Machine*, configurado para operação no modo gerador. Esse bloco representa de forma completa as dinâmicas elétrica e mecânica do PMSG, permitindo a análise do comportamento de tensão, corrente e torque eletromagnético sob diferentes condições de carga.

A tensão induzida pelo gerador é definida pela constante de f.e.m. K_e , que relaciona a velocidade mecânica à tensão gerada segundo:

$$E = K_e \cdot \omega_m \quad (4.3)$$

onde E é a tensão induzida [V] e ω_m é a velocidade mecânica [kRPM]. Assim, para a velocidade nominal de 3000 rpm, a tensão gerada em vazio é aproximadamente $E = 9.5 \times 3 = 28.5$ V.

As indutâncias L_d e L_q foram mantidas distintas para preservar o acoplamento eletromagnético entre os eixos direto (d) e em quadratura (q), permitindo simular o comportamento dinâmico do torque conforme as equações no referencial d - q . Como a diferença entre L_d e L_q é pequena, trata-se de um PMSG de ímãs de superfície, em que o torque de relutância é desprezível e o torque total é predominantemente mútuo, dado por 3.6.

Os valores dos parâmetros F (atrito viscoso) e J (momento de inércia) foram retirados de Sánchez (2018), artigo onde é utilizado a Turbina Air Breeze, sendo utilizados aqui para parametrizar o modelo do gerador.

Tabela 4 – Parâmetros do modelo do gerador segundo Sánchez (2018).

Parâmetro	Valor
F (Atrito viscoso)	0,004891
J (Momento de inércia)	0,001024

Para o modelo dinâmico, adotou-se a inércia total como a soma da inércia do rotor da turbina e da inércia do gerador, consideradas no mesmo eixo, conforme Llano et al. (2014). A inércia do rotor foi estimada pela aproximação

$$J_{\text{turb}} = \frac{1}{9} m_r R^2, \quad (4.4)$$

em que m_r é a massa do rotor (assumida como $\approx 10\%$ da massa total do aerogerador) e R é o raio varrido. A inércia do gerador, J_{gen} , foi considerada na Tabela 4. Assim, a inércia equivalente usada nas simulações é

$$J_{\text{eq}} = J_{\text{turb}} + J_{\text{gen}}, \quad (4.5)$$

o que, com os valores do projeto, resulta em $J_{\text{eq}} \approx 0,0224 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$. Esse valor assegura uma resposta realista de aceleração e frenagem frente às variações de torque.

Os parâmetros escolhidos asseguram compatibilidade entre o modelo do gerador e as características da turbina. Essa configuração será utilizada nas etapas seguintes de simulação do sistema completo.

4.3 Transmissão

A transmissão (gearbox) é responsável por adequar rotação e torque entre a turbina e o gerador, permitindo que cada subsistema opere na sua faixa ideal. A Figura 14 apresenta o diagrama do arranjo de transmissão implementado no modelo, destacando os ganhos que representam a relação de redução adotada.

A relação de transmissão utilizada é definida pelo ganho do redutor G , calculado como:

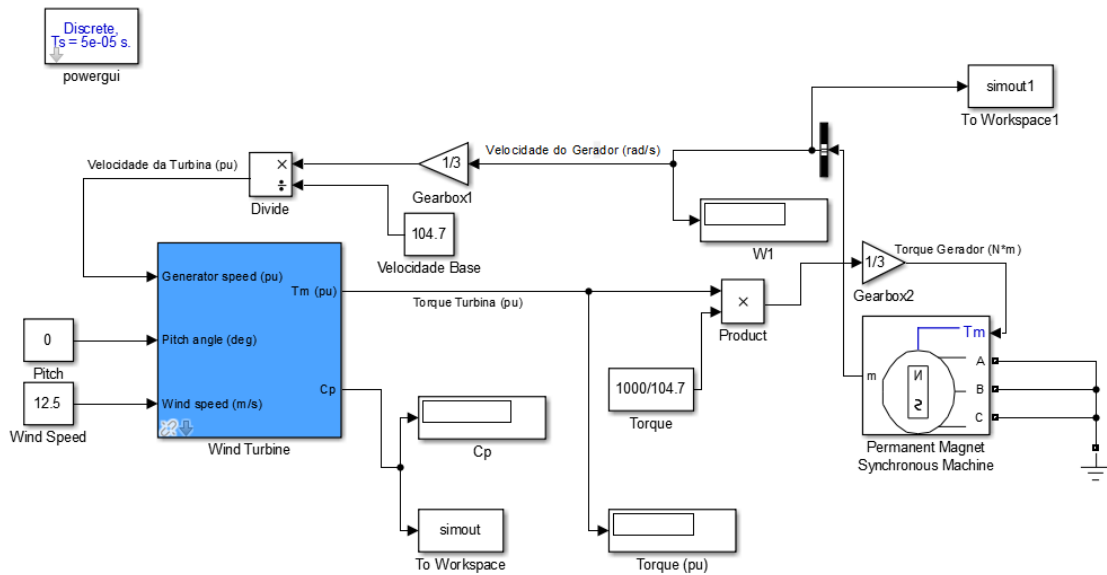
$$G = \frac{\omega_{\text{turbina}}}{\omega_{\text{gerador}}} \quad (4.6)$$

No presente modelo, essa razão resulta em $G = 1/3$, uma vez que as velocidades operacionais consideradas são de aproximadamente 1000 rpm para a turbina e 3000 rpm para o gerador, conforme descrito em Urbanský et al. (2020) e Li et al. (2015). Dessa forma, o ganho de $1/3$ assegura que o gerador opere na sua faixa ideal de rotação, mantendo a eficiência do sistema.

No diagrama da Figura 14, o caminho do torque aplica esse ganho de $1/3$ antes de alimentar o eixo mecânico do PMSG, representando a redução fornecida pelo redutor; de forma coerente, a velocidade angular medida no eixo do gerador é realimentada para a turbina também

com um ganho de $1/3$, assegurando que o bloco da turbina opere referenciado à rotação do seu próprio eixo enquanto o gerador gira mais rápido. Essa implementação preserva a transferência de potência através do redutor e reproduz no modelo o efeito esperado da relação de transmissão sobre as grandezas mecânicas do conjunto.

Figura 14 – Arranjo de transmissão entre turbina e PMSG no modelo, com ganhos de $1/3$ no caminho do torque e na realimentação da velocidade.



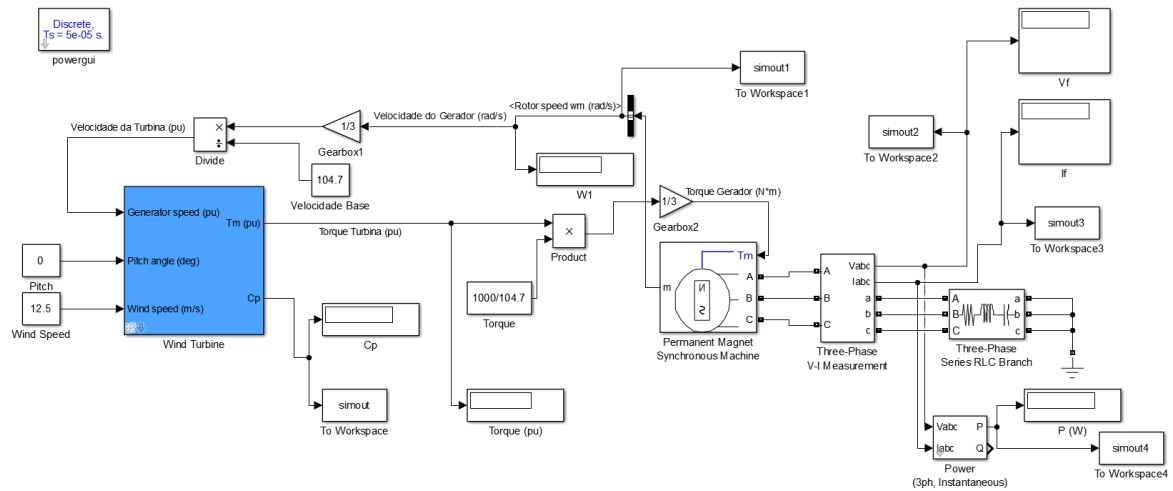
Fonte: Autoria Própria (2025).

4.4 Sistema Off-Grid

Após a validação individual dos modelos, realizou-se a integração da turbina e do gerador no ambiente *Simulink*, formando o sistema completo de conversão eólica. A Figura 15 apresenta o diagrama do modelo implementado, que combina os subsistemas aerodinâmico, mecânico e elétrico.

A estrutura geral é composta pelo bloco *Wind Turbine*, responsável por calcular o torque mecânico e o coeficiente de potência (C_p), acoplado mecanicamente ao gerador síncrono de ímãs permanentes (*Permanent Magnet Synchronous Machine*) por meio da transmissão descrita na Seção 4.3. O sistema também inclui blocos de conversão e medição, além do circuito trifásico de carga R conectado à saída do PMSG.

Figura 15 – Modelo integrado da turbina eólica e do gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG) implementado no *Simulink*.



Fonte: Autoria Própria (2025).

No diagrama da Figura 15, o torque mecânico calculado pela turbina é convertido de pu para N·m por meio de um bloco multiplicador, utilizando o fator $P_{\text{nom}}/\omega_{\text{base}} = 9,55$. Em seguida, o torque físico alimenta a entrada mecânica do gerador e atravessa a transmissão conforme a Seção 4.3. A velocidade do gerador, medida em rad/s, é realimentada para a turbina após o reescalonamento correspondente, de modo que o bloco da turbina opere em sua velocidade de referência.

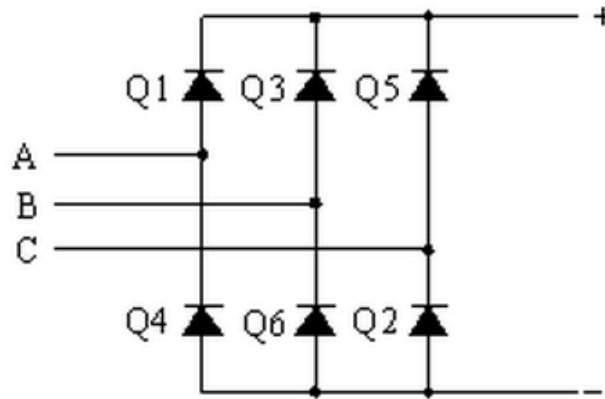
As medições elétricas são realizadas pelo bloco *Three-Phase VI Measurement*, enquanto o bloco *Power (3ph, Instantaneous)* calcula a potência trifásica instantânea gerada. A carga de resistência de representa o consumo do sistema e garante a estabilidade operacional, limitando a corrente de linha em níveis seguros. Essa configuração permite observar o comportamento conjunto da turbina e do gerador, além de analisar o fluxo de energia desde a conversão mecânica até a geração elétrica trifásica.

4.5 Retificação

Adota-se como referência o ensaio em CA com carga resistiva balanceada de $R_{\phi} = 0,5 \Omega$ por fase. A saída trifásica do PMSG é retificada por ponte de seis pulsos — implementada no *Simulink* pelo bloco *Universal Bridge* configurado como ponte trifásica de seis diodos — resultando em um barramento CC cuja tensão média e frequência de ondulação seguem, respectivamente, as relações apresentadas em (3.9) e (3.10). A carga resistiva de $0,5 \Omega$ foi escolhida para a simulação, pois proporcionou os melhores resultados de potência e tensão no

barramento na seção 5.2, como será mostrado nas próximas seções. A configuração interna do bloco do conversor *Universal Bridge* segue na Figura 16.

Figura 16 – Retificador trifásico em ponte de seis pulsos (diodos) — topologia empregada pelo bloco *Universal Bridge* do Simulink/Simscape Electrical.



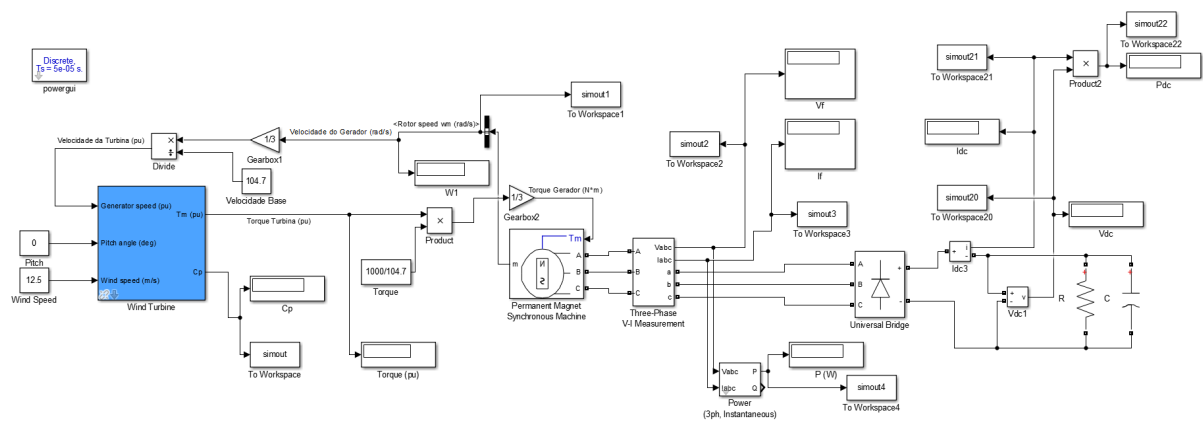
Fonte: MathWorks (2025).

Para preservar, no lado CC, a potência observada no ensaio em CA, utiliza-se a equivalência de (3.13). Com $R_\phi = 0,5 \Omega$, obtém-se o valor teórico $R_{dc} \approx 0,915 \Omega$.

A limitação da ondulação de tensão é dimensionada a partir de (3.14), adotando-se como alvo uma ondulação de 5% em torno de V_{dc} . Considerando o gerador de oito polos e a velocidade mecânica medida ($\omega_m \approx 163 \text{ rad/s}$), a frequência elétrica estimada é de aproximadamente 104 Hz e, portanto, a ondulação dominante ocorre em torno de 624 Hz. Aplicando (3.14) ao caso de referência, resulta $C \approx 49 \text{ mF}$.

Dessa forma, serão utilizados no modelo $R_{dc} = 0,915 \Omega$ e $C = 49 \text{ mF}$.

Figura 17 – Sistema até a etapa de retificação.

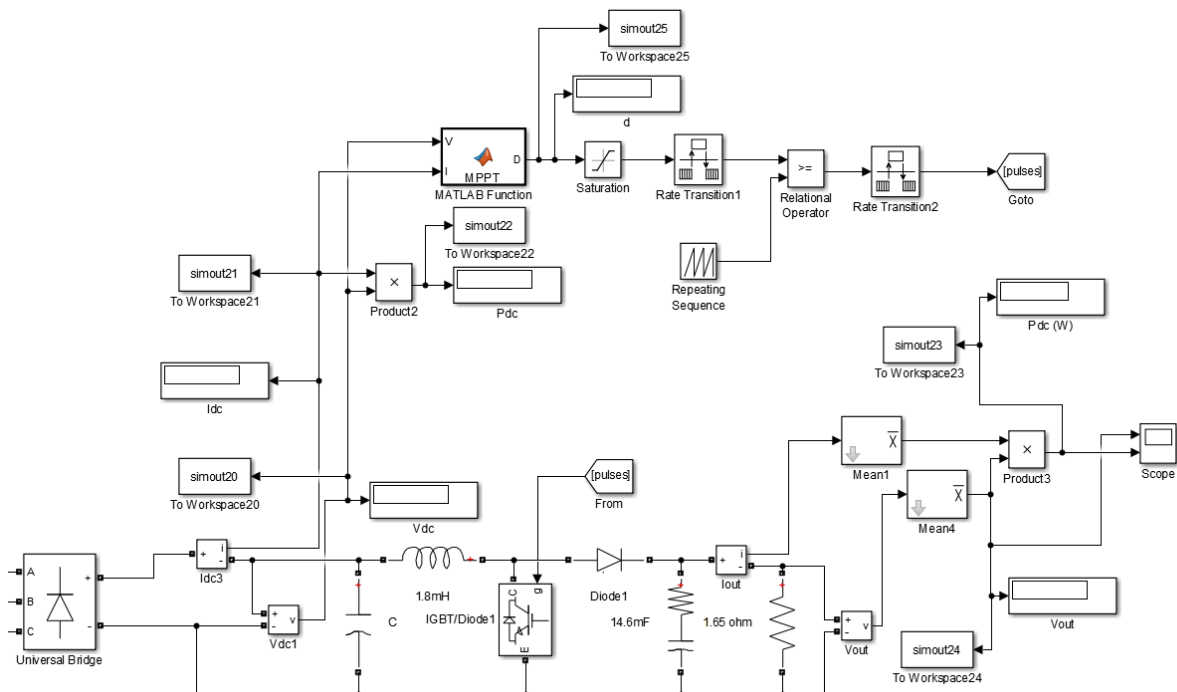


Fonte: Autoria Própria (2025).

4.6 Conversor e MPPT

A etapa CC–CC emprega um conversor *boost* para elevar a tensão do barramento retificado e fixar o ponto de operação do gerador por meio de um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT). O projeto do conversor *boost* segue o procedimento de dimensionamento apresentado por PATEL et al. (2021), enquanto a implementação do algoritmo P&O em *MATLAB/Simulink* foi baseada na estrutura descrita por LMS Solution (2023). O diagrama do modelo implementado no Simulink/Simscape é mostrado na Figura 18. O código do algoritmo MPPT utilizado no bloco *MATLAB Function* encontra-se no Apêndice A e o roteiro de dimensionamento do conversor *boost* está no Apêndice B.

Figura 18 – Conversor *boost* com MPPT e geração de PWM no Simulink.



Fonte: Autoria Própria (2025).

No arranjo de controle, o bloco *MATLAB Function* calcula o ciclo de trabalho D a partir das medições de tensão e corrente no barramento CC. O algoritmo implementa a lógica do método Perturbação e Observação (P&O) em sua forma clássica: a cada passo são calculadas a potência instantânea P e as variações ΔV e ΔP em relação ao passo anterior. Quando uma perturbação em D provoca aumento de potência ($\Delta P > 0$), o algoritmo mantém o sentido da perturbação; quando provoca diminuição de potência ($\Delta P < 0$), o sentido é invertido. Para isso, são utilizadas variáveis *persistent* que armazenam os valores anteriores de V , P e D , permitindo comparar as grandezas entre amostras sucessivas.

O passo de ajuste do ciclo de trabalho foi reduzido para $\Delta D = 5 \times 10^{-6}$, valor 10x

menor que o originalmente proposto em LMS Solution (2023). Essa redução torna o MPPT mais suave, evitando excitar a dinâmica rápida do conversor *boost* e reduzindo oscilações do duty cycle em torno do ponto de operação. Além disso, um passo menor melhora a estabilidade do rastreamento em condições de vento variável em degraus, resultando em uma convergência mais limpa ao ponto de máxima potência. O ciclo de trabalho permanece limitado ao intervalo físico $[D_{\min}, D_{\max}]$, prevenindo saturação do conversor e garantindo operação segura.

A portadora dente-de-serra é produzida pelo bloco *Repeating Sequence* na frequência de comutação f_s e normalizada em $[0, 1]$. O bloco *Relational Operator* realiza a comparação $D \geq v_{\Delta}(t)$ entre a referência de *duty* e a portadora, gerando um sinal binário que aciona a chave IGBT do estágio *boost* por meio dos blocos *Goto/From* rotulados como [pulses]. Como o MPPT opera em uma taxa de amostragem mais lenta do que o PWM, os blocos *Rate Transition* fazem a troca segura de taxa entre os domínios lento (controle) e rápido (comutação), com travamento de dados e ordenamento de execução, eliminando incompatibilidades de *sample time* e laços algébricos. Para reduzir a influência da ondulação de comutação nas grandezas elétricas, os blocos *Mean* calculam médias temporais de V_{out} e I_{out} , que são utilizados tanto para o cálculo da potência P_{dc} quanto, quando necessário, como realimentação ao MPPT. Esse filtramento separa a dinâmica lenta do ponto de operação da dinâmica rápida imposta pela comutação.

O dimensionamento do *boost* foi baseado diretamente no procedimento apresentado por PATEL et al. (2021), que utiliza um roteiro em *Live Editor* para calcular indutância, capacitância e carga mínima a partir das especificações de tensão de entrada, tensão de saída, potência nominal, frequência de comutação e ondulações admissíveis de corrente e tensão. No artigo original, os autores consideram uma turbina na faixa de quilowatts, com tensão retificada de dezenas de volts e barramento CC próximo de 400 V. Neste trabalho, o mesmo método de cálculo foi mantido, porém com adaptação dos valores nominais para refletir o sistema de pequena potência modelado nos capítulos anteriores.

Especificamente, adotou-se $V_{\text{in,min}} = 6V$ como tensão mínima disponível na saída do retificador, $V_{\text{out}} = 12V$ como tensão do barramento CC, potência nominal $P_o = 100W$, eficiência estimada $\eta = 0,95$ e frequência de chaveamento $f_s = 5kHz$. A escolha de $V_{\text{in,min}} = 6V$ é conservadora em relação aos níveis observados na etapa retificada: na configuração apenas com ponte de diodos e filtro RC (Seção 5.3), o barramento CC estabiliza em torno de 9 V com potência próxima de 90–95 W. Assim, ao projetar o conversor para operar a partir de 6 V, garante-se margem para condições de vento inferiores a 12,5 m/s e para quedas adicionais de tensão no retificador, sem perda da capacidade de elevar a tensão até o barramento.

A tensão de saída $V_{\text{out}} = 12V$ foi escolhida por representar um nível de barramento típico em sistemas de microgeração eólica de baixa potência, compatível com bancos de baterias e cargas CC de 12 V, frequentemente encontrados em aplicações residenciais e em sistemas isolados. Além disso, os resultados do sistema completo (Capítulo 5) mostram que a tensão de saída do conversor estabiliza em torno de 12 V, o que reforça a coerência entre o projeto teórico

e o comportamento simulado.

A potência de projeto $P_o = 100W$ foi definida a partir da potência elétrica obtida nas etapas anteriores: no ensaio apenas em CA (Seção 5.2) a potência trifásica alcança cerca de 125 W para a carga de referência, enquanto na etapa retificada (Seção 5.3) a potência no barramento CC fica em torno de 90–95 W. Projetar o conversor para 100 W garante uma potência nominal próxima àquela efetivamente disponível no barramento, com pequena margem de segurança, e é consistente com o fato das micro-turbinas possuírem potência nominal de 200W, ou seja, trata-se de um estágio CC–CC dimensionado para aproximadamente metade da potência nominal do aerogerador.

Em PATEL et al. (2021), a frequência de chaveamento é $f_s = 20kHz$, apropriada para aplicações de maior potência e para otimização do tamanho dos componentes. No presente trabalho, a redução para 5 kHz atende a três objetivos: aproximar-se da faixa usual de operação de conversores de baixo custo para sistemas de pequena potência, reduzir as perdas de comutação em uma eventual implementação prática e evitar que a simulação no ambiente Simulink se torne excessivamente rígida em termos numéricos, o que demandaria passos de integração demasiadamente pequenos. Como os valores de indutância e capacitância foram recalculados para essa frequência, a ondulação de corrente e tensão permanece dentro das metas especificadas.

A ondulação de corrente na entrada foi especificada como 20% da corrente média equivalente. No código de dimensionamento, essa escolha é implementada por meio do parâmetro $I_{oripple} = 0.2$, que define o valor de ΔI_L a partir da corrente de saída e da relação de transformação do *boost*. Esse valor de 20% é um compromisso clássico na literatura entre operação em modo de condução contínua (CCM), limitação do ripple de corrente visto pela fonte e tamanho do indutor. Já a ondulação de tensão em V_{out} foi limitada a 0,5% da tensão de saída, resultando em um barramento praticamente constante, adequado à alimentação de cargas CC sensíveis e coerente com o uso de um capacitor de saída relativamente elevado.

A partir das premissas estabelecidas, o script de dimensionamento resultou nos valores resumidos na Tabela 5, preservando os mesmos critérios adimensionais de projeto — $\Delta I_L/I$ e $\Delta V_{out}/V_{out}$ — utilizados no artigo de referência. As diferenças principais decorrem apenas da adaptação dos cálculos aos níveis de tensão, potência e dinâmica de um sistema de pequeno porte (cerca de 100 W), incluindo o ajuste da frequência de chaveamento para valores compatíveis com essa escala. Assim, a metodologia original é mantida, mas aplicada às condições eólicas específicas deste trabalho.

Tabela 5 – Componentes calculados para o conversor *boost*.

Componente	Símbolo	Valor
Indutor	L	180 μH
Capacitor de saída	C	14,6 mF
Carga mínima	$R_{L,min}$	1,44 Ω

Embora o dimensionamento ideal resulte em $R_{L,\min} \approx 1,44 \Omega$, o modelo final foi ajustado para uma carga de $R_L = 1.65\Omega$. Esse acréscimo cumpre três funções principais: compensar as perdas do retificador e do estágio chaveado, ausentes no cálculo teórico; permitir que o barramento atinja $V_{\text{out}} \approx 12V$ no regime permanente; e reduzir a corrente média circulante, diminuindo o estresse sobre o indutor e o semicondutor. De forma análoga, o valor do indutor foi escolhido maior do que o mínimo obtido pelo procedimento analítico, aproximadamente uma ordem de grandeza acima. Esse sobredimensionamento é justificável por dois motivos principais: compensa a redução da frequência de chaveamento para $f_s = 5kHz$, preservando o nível de ripple de corrente assumido no projeto; e garante a operação em modo de condução contínua em praticamente toda a faixa de potência, suavizando a dinâmica do conversor e atenuando as oscilações introduzidas pelo MPPT no barramento CC. Assim, mesmo com ajustes práticos nos valores de R_L e L , o método de projeto, o algoritmo MPPT e os critérios adimensionais permanecem consistentes com a literatura, garantindo coerência entre o modelo teórico e o comportamento observado nas simulações.

4.7 Sistema On-Grid

Esta seção apresenta a integração de todos os blocos do arranjo de geração e conversão, reunidos em um único modelo para avaliar o fluxo de energia desde a turbina até a carga em corrente contínua. A Figura 19 mostra o diagrama adotado no Simulink.

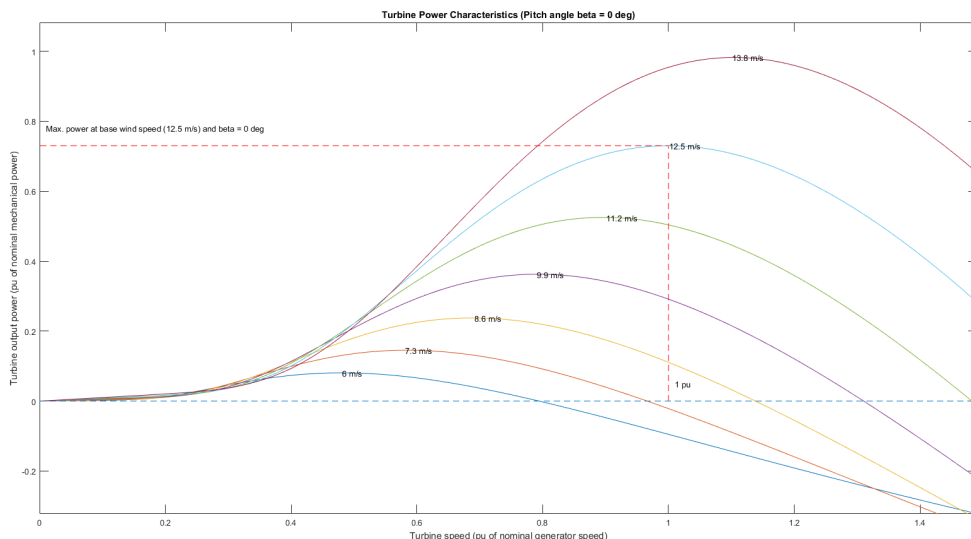
5 RESULTADOS

O presente capítulo apresenta e discute os resultados obtidos a partir das simulações realizadas no ambiente MATLAB/Simulink, abrangendo o comportamento da turbina, do gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG), do retificador trifásico e do conversor boost operando sob controle MPPT. Os resultados são analisados de modo a verificar a coerência do modelo implementado, avaliar o desempenho energético do sistema em diferentes condições de vento e identificar a eficiência do algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência. Essa etapa permite validar a metodologia adotada e sustentar as conclusões apresentadas no capítulo seguinte.

5.1 Simulação da Turbina

Durante a etapa inicial de simulação, buscou-se validar o comportamento aerodinâmico da turbina de referência configurada no bloco *Wind Turbine*. O objetivo foi verificar se a curva de potência gerada pelo modelo apresentava coerência com o desempenho esperado da turbina Airdolphin Z-1000-48 descrita por Urbanský et al. (2020), garantindo assim a consistência do parâmetro de potência e da resposta do bloco às variações de velocidade do vento.

Figura 20 – Curvas de potência obtidas no bloco *Wind Turbine* para diferentes velocidades de vento.



Fonte: Autoria Própria (2025).

A Figura 20 apresenta as curvas características de potência da turbina para diferentes

velocidades de vento, todas obtidas com $\beta = 0^\circ$. Cada curva possui um ponto de operação ótimo, onde a razão de velocidade de ponta λ atinge o valor que maximiza o coeficiente de potência C_p . À medida que a velocidade do vento aumenta, o pico de potência se desloca para a direita e se eleva, refletindo o crescimento cúbico da energia disponível no escoamento ($P_v \propto v^3$).

Na condição de validação com vento constante de 12,5 m/s, velocidade normalizada de 1,0 pu e ângulo de passo $\beta = 0^\circ$, o bloco *Wind Turbine* apresentou os resultados principais: coeficiente de potência $C_p \approx 0,48$ e torque mecânico $T_m \approx -0,657$ pu. O valor de C_p confirma a coerência do modelo, pois está de acordo com a eficiência máxima relatada por Urbanský et al. (2020) para a turbina Airdolphin Z-1000-48, representando uma conversão aerodinâmica próxima ao ponto ótimo da curva $C_p(\lambda, \beta)$ para $\beta = 0^\circ$.

No ponto de operação analisado, a velocidade está em base ($\omega_{pu} = 1$) e a potência mecânica normalizada do rotor é $P_{pu} = 0,657$. Em unidades por-pu, vale $T_{pu} = P_{pu}/\omega_{pu}$; logo, o torque esperado (em pu) é $T_{pu} = 0,657$. O sinal negativo visto no escopo decorre apenas da convenção do bloco (torque eletromagnético resistente ao movimento); a análise abaixo usa o módulo.

$$T_{pu} = \frac{P_{pu}}{\omega_{pu}} = \frac{0,657}{1} = 0,657. \quad (5.1)$$

Para converter para unidades físicas, calcula-se a velocidade e o torque de base:

$$\omega_{base} = 2\pi \frac{n_{base}}{60} = 2\pi \frac{1000}{60} \approx 104,7 \text{ rad/s}, \quad (5.2)$$

$$T_{base} = \frac{P_{nom}}{\omega_{base}} = \frac{1000}{104,7} \approx 9,55 \text{ N}\cdot\text{m}. \quad (5.3)$$

Assim, o torque físico correspondente ao valor por-pu de (5.1) é:

$$|T_m| = T_{pu} T_{base} = 0,657 \times 9,55 \approx 6,3 \text{ N}\cdot\text{m}. \quad (5.4)$$

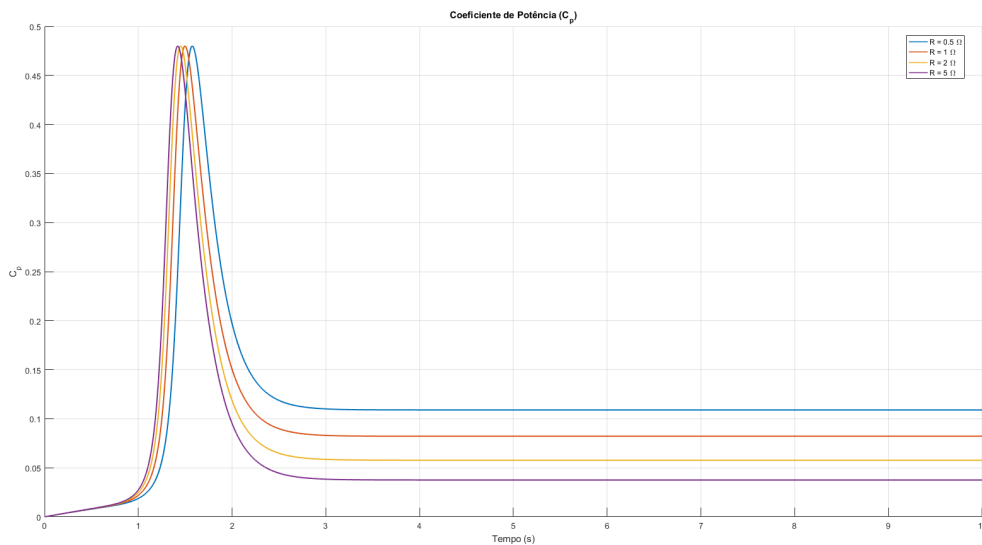
Esses resultados mostram que o valor 6,3 N·m é o esperado: com $\omega_{pu} = 1$, o torque em pu coincide com a potência em pu, e a conversão para SI via $T_{base} = P_{nom}/\omega_{base}$ produz 6,3 N·m, coerente com uma turbina de 1 kW a 1000 rpm.

5.2 Simulação Sistema Off-Grid

Com a integração da turbina eólica e do gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG), avaliou-se o comportamento dinâmico do sistema para vento constante de 12,5 m/s e ângulo de passo fixo $\beta = 0^\circ$. Foram testadas quatro cargas trifásicas puramente resistivas conectadas à saída do gerador: $R = 0,5, 1, 2$ e 5Ω .

A Figura 21 apresenta a evolução do coeficiente de potência (C_p) durante o transitório inicial, com as quatro cargas sobrepostas. Observa-se um pico em torno de $t \approx 1,5$ s, seguido de queda até estabilização próximo de $C_p \approx 0,11$. Como esperado, a variação de C_p é pouco sensível à carga elétrica (o acoplamento ocorre principalmente via velocidade do eixo), resultando em curvas praticamente coincidentes entre os casos.

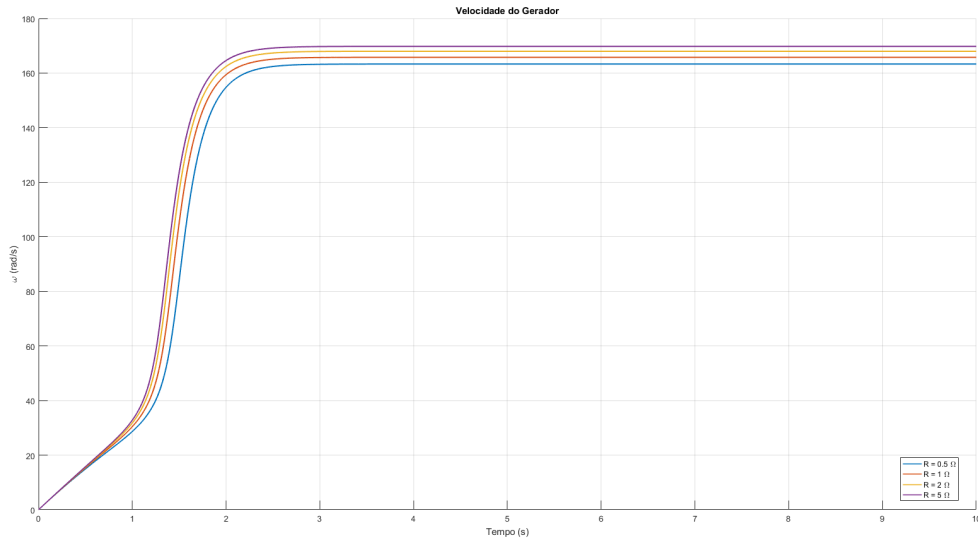
Figura 21 – Coeficiente de potência (C_p) ao longo do tempo para $R = 0,5; 1; 2; 5 \Omega$ e vento de 12,5 m/s.



Fonte: Autoria Própria (2025).

A Figura 22 mostra a resposta da velocidade angular do gerador com as quatro cargas. O eixo acelera e se estabiliza próximo de 163 rad/s em cerca de 2 s, quando o torque aerodinâmico se equilibra com o torque eletromagnético do PMSG. As diferenças entre as curvas são discretas — cargas menores levemente aumentam a reação eletromagnética e antecipam o equilíbrio, sem alterar de forma relevante o valor final de velocidade.

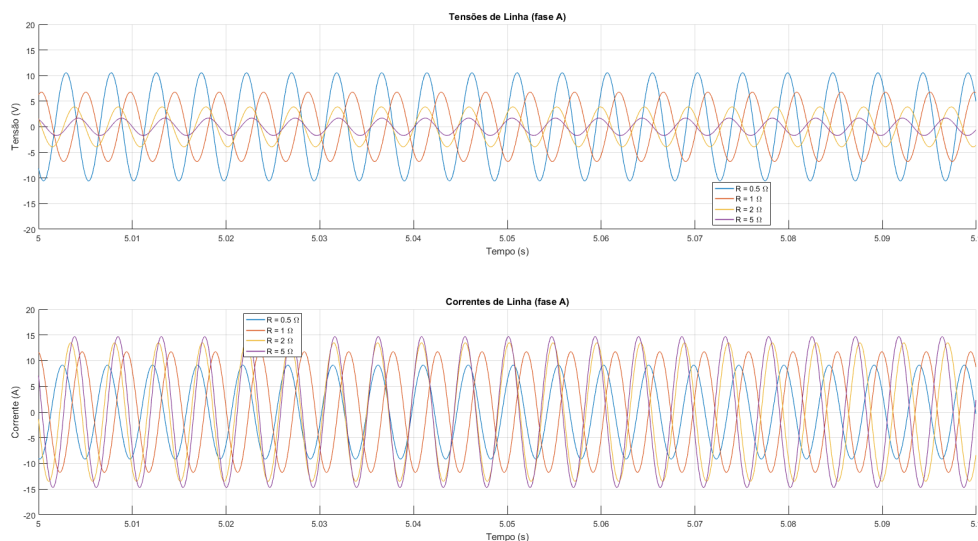
Figura 22 – Velocidade angular do eixo do gerador para $R = 0,5; 1; 2; 5 \Omega$.



Fonte: Autoria Própria (2025).

As formas de onda de tensão e corrente (fase A, janela ampliada de 5,0 a 5,1 s) são mostradas na Figura 23. Mantém-se o regime senoidal equilibrado, com defasagem de 120° entre fases (não mostradas). A amplitude depende da carga: tensões crescem à medida que R aumenta, enquanto correntes diminuem; em $R = 0,5 \Omega$ têm-se as maiores correntes e, em $R = 5 \Omega$, as menores. Em todos os casos as amplitudes permanecem dentro das margens previstas para o modelo, com bom condicionamento numérico.

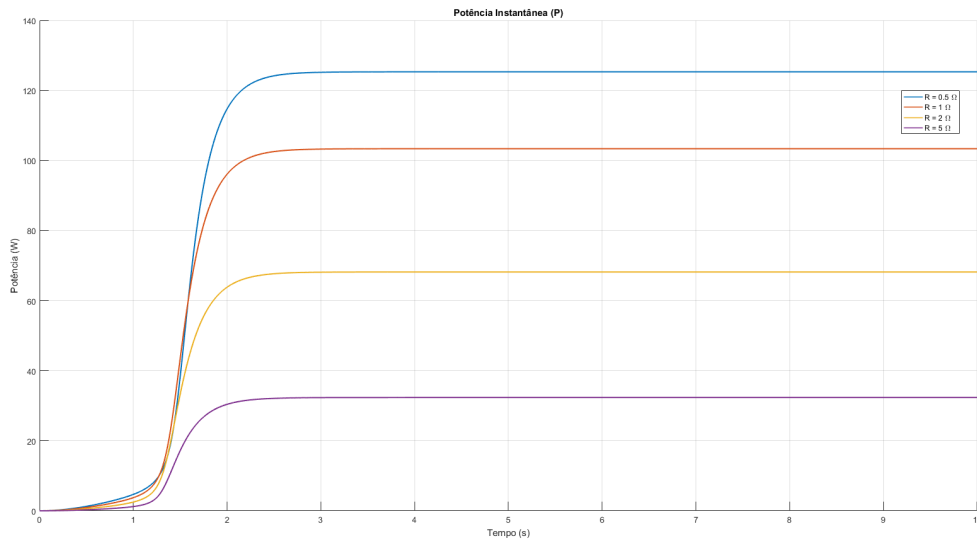
Figura 23 – Tensão e corrente (fase A) entre 5,0–5,1 s para $R = 0,5; 1; 2; 5 \Omega$.



Fonte: Autoria Própria (2025).

A Figura 24 apresenta a potência ativa instantânea P para as quatro cargas. Observa-se a tendência esperada: P aumenta quanto menor a resistência, atingindo o maior patamar para $R = 0,5 \Omega$ (por volta de 125 W após o transitório), reduzindo-se gradualmente para $R = 1 \Omega$, $R = 2 \Omega$ e $R = 5 \Omega$.

Figura 24 – Potência ativa P para $R = 0,5; 1; 2; 5 \Omega$.



Fonte: Autoria Própria (2025).

As simulações confirmam a coerência do modelo integrado: C_p atinge um pico transitório e estabiliza em torno de 0,11; a velocidade do gerador converge para aproximadamente 163 rad/s; as formas de onda trifásicas são equilibradas; e a potência ativa cresce com a redução da resistência da carga, alcançando seu maior valor no caso $R = 0,5 \Omega$. Considerando o objetivo de maximizar a potência extraída, adota-se $R = 0,5 \Omega$ como carga de referência para as análises subsequentes. Ao diminuir a resistência além de $0,5 \Omega$, não se obteve mais resultados satisfatórios, pois o sistema não apresentou mais a mesma eficiência na extração de potência, indicando que o valor de resistência de $0,5 \Omega$ é o mais adequado para a condição de operação desejada.

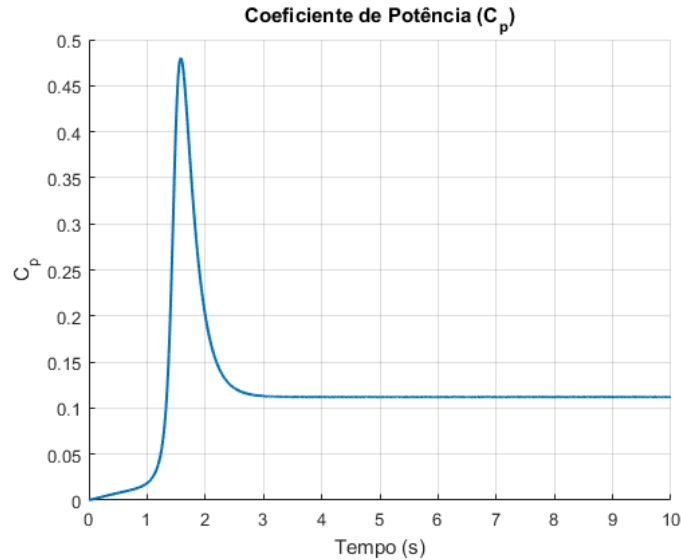
5.3 Simulação Sistema Retificado

Nesta etapa, a saída trifásica do PMSG foi retificada por ponte de seis diodos (*Universal Bridge*) e filtrada por $R_{dc} = 0,915 \Omega$ e $C = 49 \text{ mF}$, valores definidos conforme a seção 3.3. As simulações mantiveram $v_{\text{vento}} = 12,5 \text{ m/s}$ e $\beta = 0^\circ$.

A dinâmica aero-mecânica permanece essencialmente a mesma do caso apenas AC: o coeficiente de potência apresenta pico transitório de aproximadamente 0,48 por volta de 1,5 s e

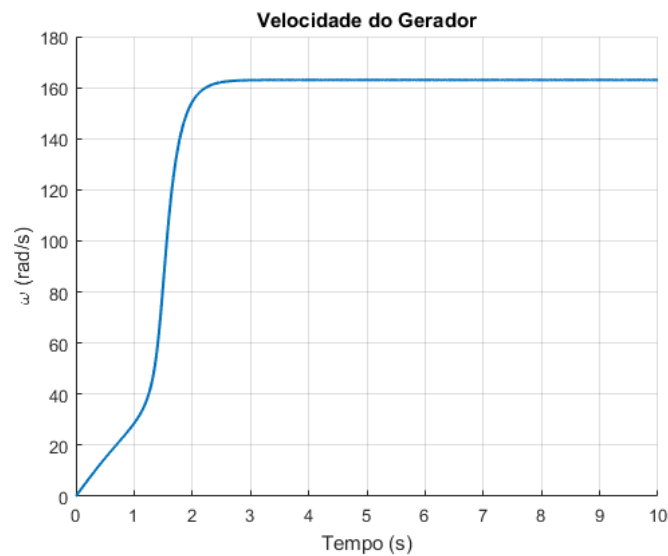
estabiliza em torno de 0,11, enquanto a velocidade do gerador converge em cerca de 2 s para $\omega \approx 163$ rad/s.

Figura 25 – Coeficiente de potência C_p na configuração retificada.



Fonte: Autoria Própria (2025).

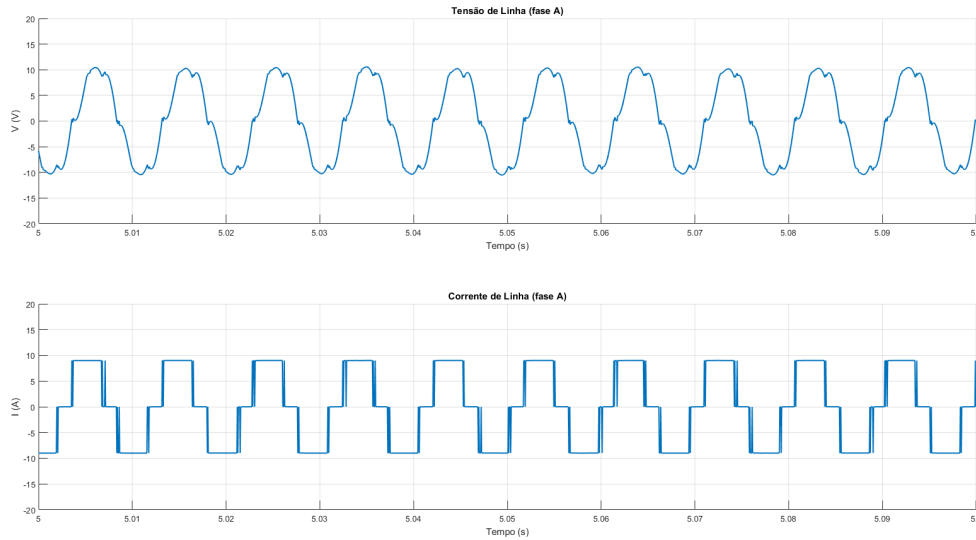
Figura 26 – Velocidade do gerador no sistema retificado.



Fonte: Autoria Própria (2025).

As formas de onda na saída do PMSG mudaram em relação ao comportamento observado anteriormente. A tensão, antes quase senoidal, e a corrente, que tinha formato mais regular, agora apresentam características harmônicas e discretas devido à baixa resistência equivalente vista pelo gerador no regime de maior potência. A Figura 27 mostra o recorte de 5,0 a 5,1 s para a fase A, onde já é visível esse novo comportamento harmônico característico do conversor.

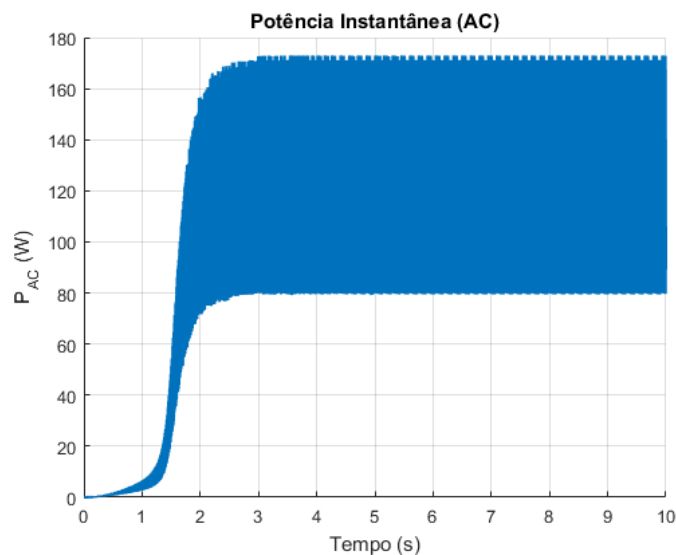
Figura 27 – Tensão e corrente de linha (fase A) no sistema retificado no intervalo de 5,0–5,1 s.



Fonte: Autoria Própria (2025).

No lado AC, a potência instantânea trifásica apresenta um patamar praticamente constante após o transitório, o que é coerente com a potência mecânica convertida e com o valor obtido no caso puramente AC com $R_\phi = 0,5 \Omega$.

Figura 28 – Potência instantânea trifásica no lado AC no sistema retificado.

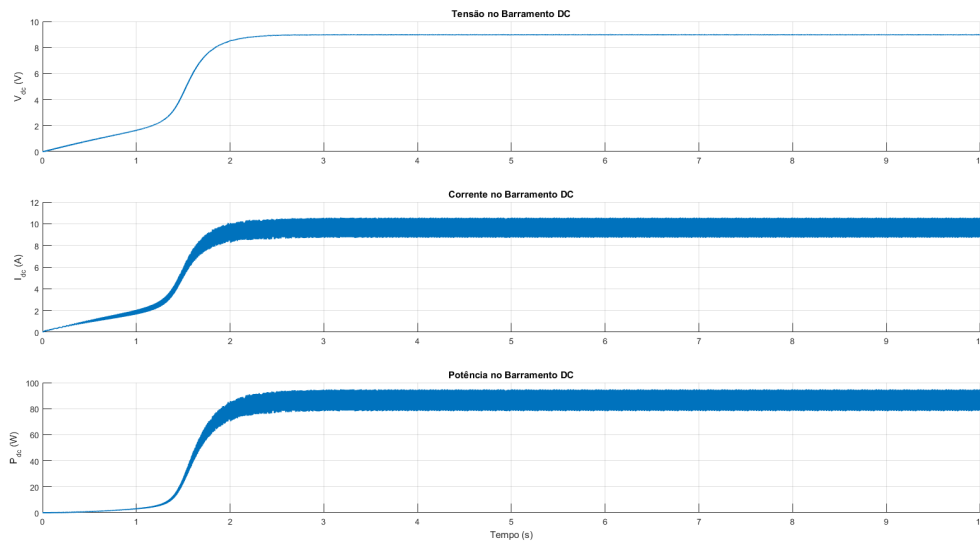


Fonte: Autoria Própria (2025).

Após a ponte de diodos e o filtro RC , o barramento CC estabelece níveis estáveis de tensão, corrente e potência. A tensão V_{dc} se fixa em aproximadamente 9 V, com ondulação pequena e frequência compatível com $6f_e$, como previsto. A corrente I_{dc} converge para cerca

de 9–10 A, e a potência $P_{dc} = V_{dc}I_{dc}$ permanece na faixa de 90–95 W, alinhada com a média da potência do lado AC considerando a equivalência adotada para R_{dc} .

Figura 29 – Tensão, corrente e potência no barramento CC após a ponte de seis diodos e filtro RC.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Em síntese, a etapa de retificação preserva a dinâmica aero-mecânica do conjunto, entrega um barramento CC previsível ($V_{dc} \approx 9$ V, $I_{dc} \approx 9$ –10 A) com ondulação limitada pelo capacitor de 49 mF, e mantém a coerência de potência média entre os lados AC e DC, preparando o sistema para a inserção do conversor CC–CC com MPPT.

5.4 Simulação Sistema Completo

Esta seção apresenta a análise integrada do sistema, reunindo todos os subsistemas previamente validados — turbina, gerador síncrono de ímãs permanentes, retificação, conversor boost e controlador MPPT. O objetivo é avaliar o comportamento dinâmico do conjunto quando submetido a diferentes condições de vento, verificando a coerência entre as respostas aerodinâmica, elétrica e de controle. A partir dessas simulações, é possível observar o desempenho global do sistema e identificar sua estabilidade, eficiência e capacidade de operação em regime permanente.

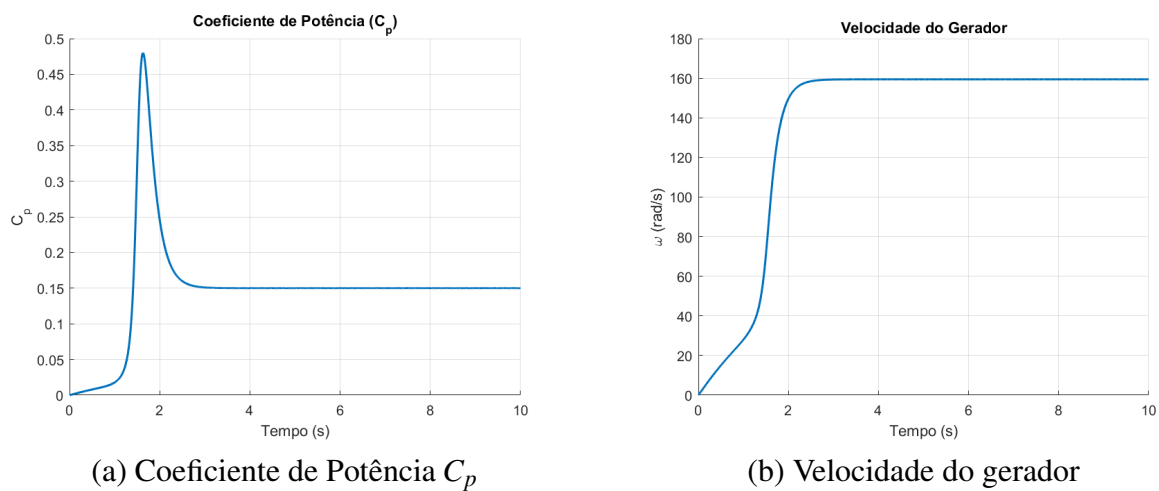
5.4.1 Entrada de 12,5 m/s

A simulação do sistema completo integrou a turbina eólica, o gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG), o conversor *boost* e o controlador MPPT baseado no método Perturbação

e Observação (P&O). Para avaliar o desempenho do arranjo, adotou-se a velocidade do vento $v_{\text{vento}} = 12,5 \text{ m/s}$ e ângulo de passo $\beta = 0^\circ$, condições que representam o cenário nominal da turbina.

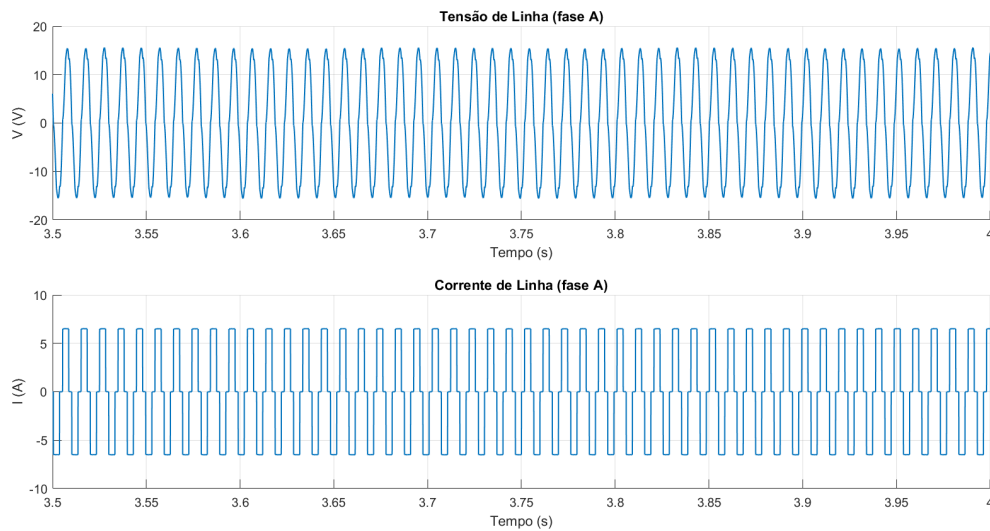
A Figura 30 apresenta de forma resumida o comportamento do coeficiente de potência C_p e da velocidade angular do gerador. Ambas as grandezas atingem rapidamente seus regimes permanentes, indicando que o sistema converge de forma estável para a região de operação desejada.

Figura 30 – Comportamento de C_p e da velocidade do gerador ao longo do tempo para $v_{\text{vento}} = 12,5 \text{ m/s}$.



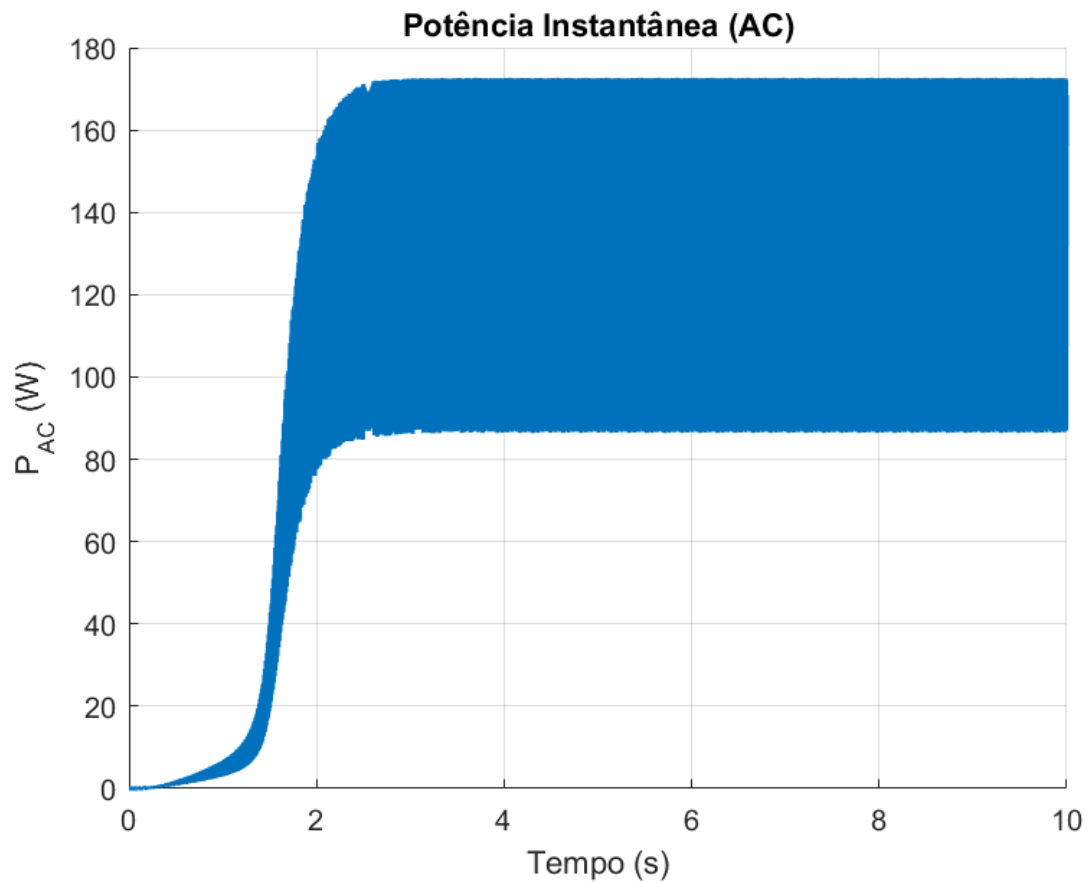
Fonte: Autoria Própria (2025).

As formas de onda de tensão e corrente de linha para a fase A são apresentadas na Figura 31. A corrente mantém o perfil retangular característico imposto pela baixa impedância vista pelo PMSG, enquanto a tensão permanece quase senoidal, comportamento já observado nas etapas anteriores do sistema.

Figura 31 – Tensão e corrente de linha (fase A) para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s.

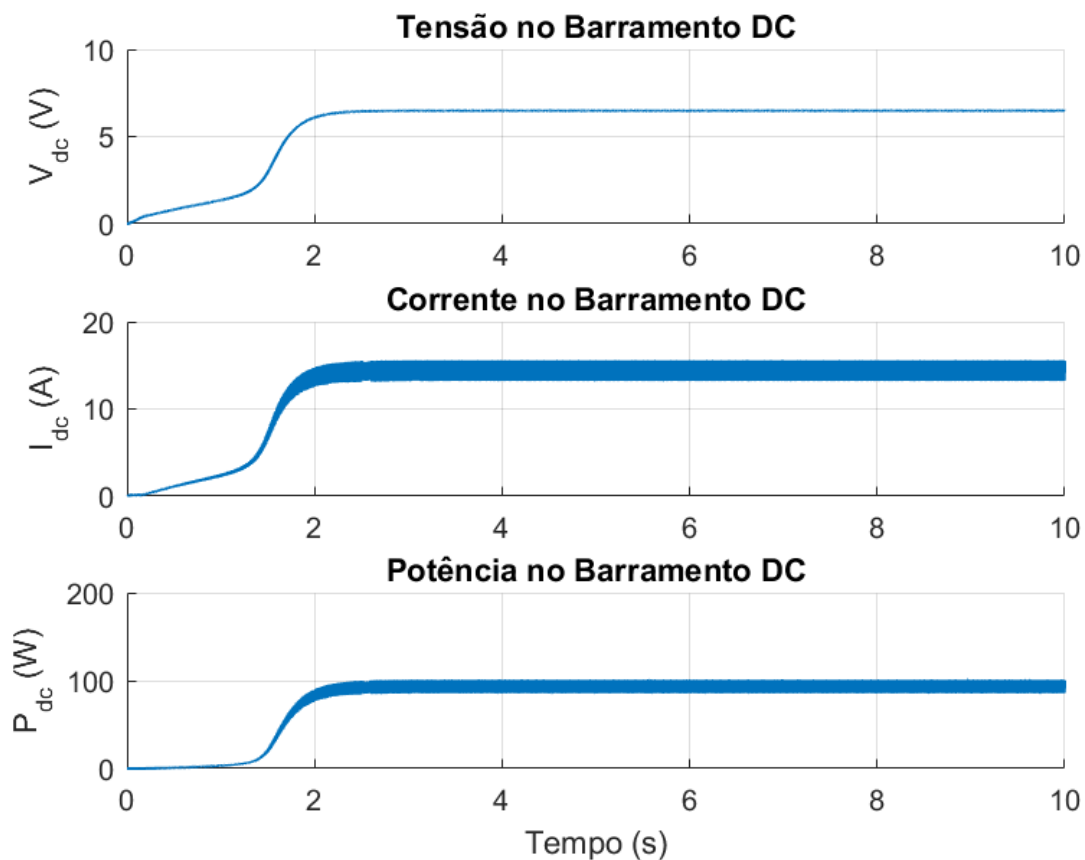
Fonte: Autoria Própria (2025).

A potência instantânea no lado AC é exibida na Figura 32. Após o transiente inicial, a potência se estabiliza em torno de 160 W, valor compatível com a operação nominal do PMSG e com as perdas associadas ao processo de conversão.

Figura 32 – Potência instantânea no lado AC para $v_{\text{vento}} = 12,5 \text{ m/s}$.

Fonte: Autoria Própria (2025).

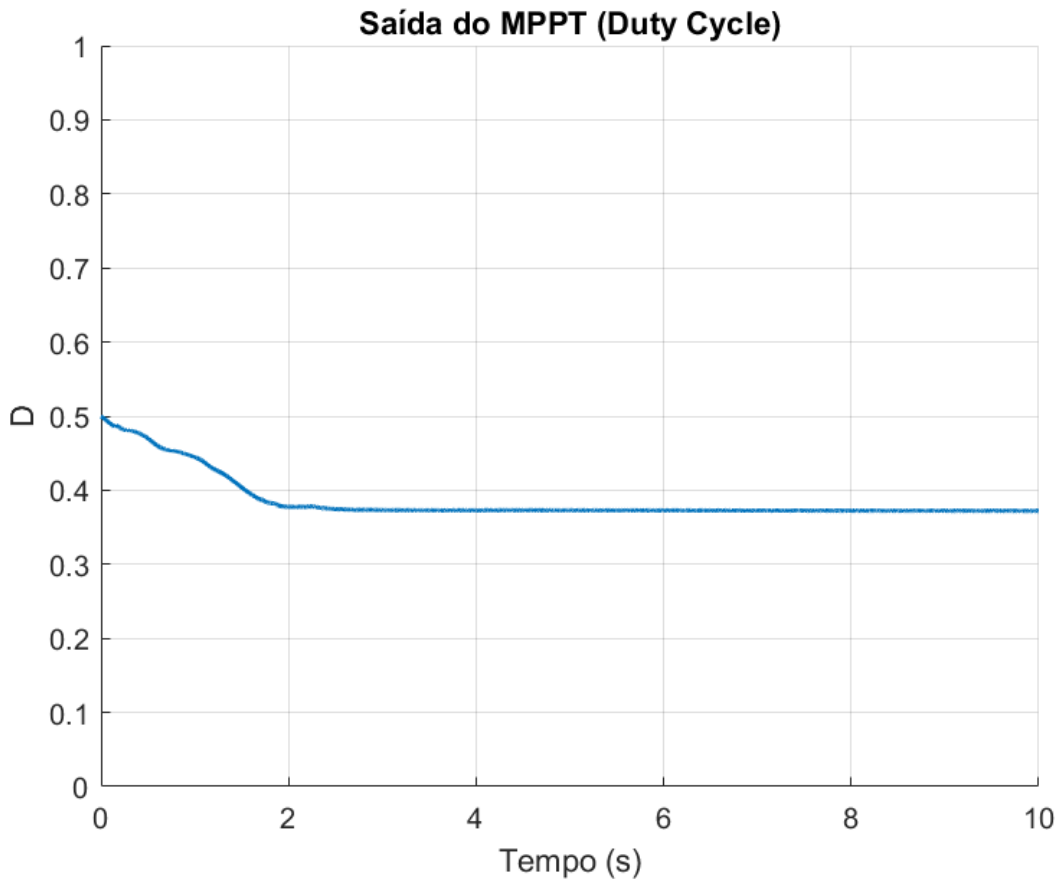
A Figura 33 apresenta as grandezas do barramento DC após a etapa de retificação. A tensão estabiliza-se próxima de 7 V, com corrente média entre 14 e 15 A, resultando em potência entre 95 e 100 W. Esses valores são coerentes com a potência disponível no eixo e refletem as perdas inerentes ao retificador.

Figura 33 – Tensão, corrente e potência no barramento DC para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s.

Fonte: Autoria Própria (2025).

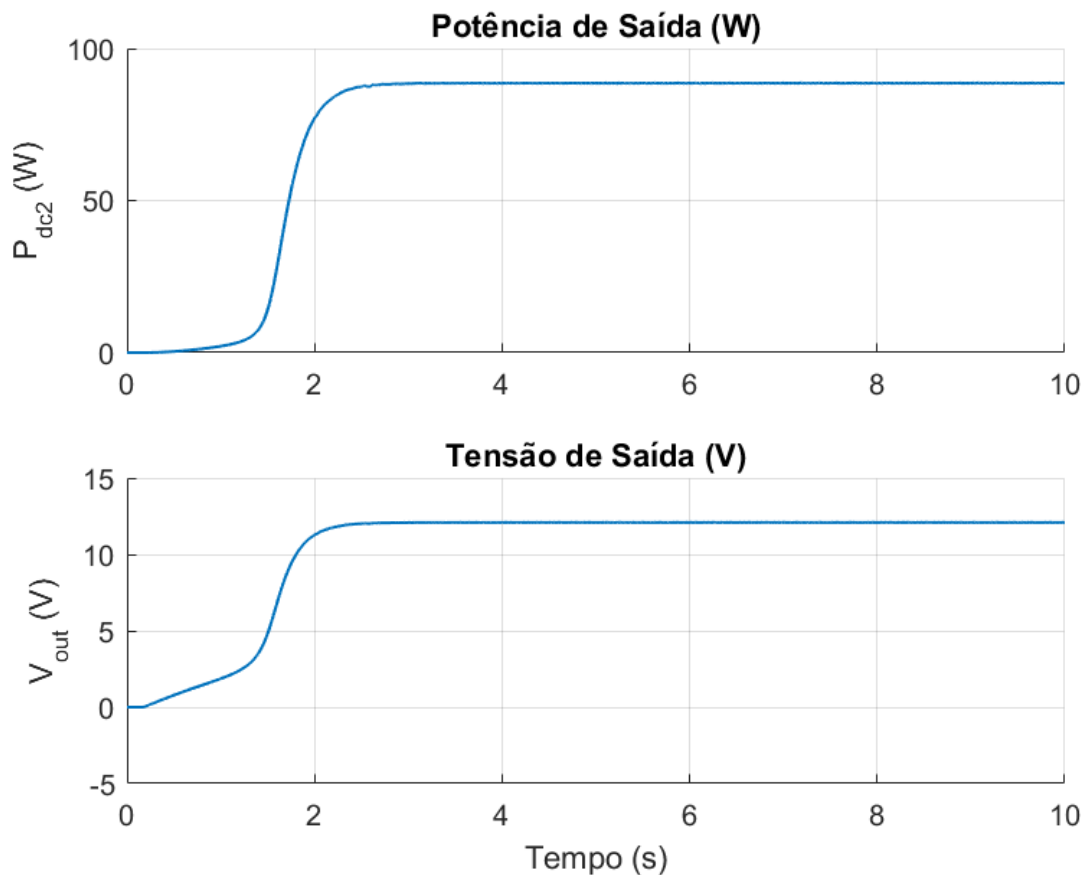
A Figura 34 apresenta a atuação do controlador MPPT sobre o conversor *boost*. O ciclo de trabalho D inicia em aproximadamente 0,5, valor definido no código como condição inicial ($D_{\text{init}} = 0,5$). Após o início da simulação, o método P&O avalia o gradiente de potência no barramento CC e ajusta o duty de forma a conduzir o sistema em direção ao ponto de máxima potência. Nesse processo, observa-se uma redução gradual de D , que passa por um regime transitório até que o gerador e o conversor alcancem uma condição próxima de operação ideal para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s.

À medida que a potência extraída se estabiliza, o duty converge para aproximadamente $D \approx 0,37$, onde permanece praticamente constante ao longo do regime permanente. As pequenas oscilações observadas em torno desse valor são características inerentes ao método P&O, que mantém perturbações de baixa amplitude para verificar continuamente a direção de variação da potência e garantir o rastreamento do ponto de máxima potência.

Figura 34 – Saída do MPPT (duty cycle) para $v_{\text{vento}} = 12,5 \text{ m/s}$.

Fonte: Autoria Própria (2025).

Por fim, a Figura 35 mostra a tensão e a potência na saída do conversor *boost*. A tensão de saída fixa-se em 12 V, nível comum em aplicações de pequeno porte, enquanto a potência estabiliza-se em torno de 88 W. O comportamento do duty cycle mostrado na Figura 34 confirma que o MPPT ajusta continuamente o conversor para maximizar a energia extraída do barramento DC e manter a tensão regulada na saída.

Figura 35 – Potência e tensão na saída do conversor *boost* para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s.

Fonte: Autoria Própria (2025).

Em resumo, os resultados confirmam que a integração entre turbina, PMSG, retificação, conversor *boost* e controle MPPT foi capaz de extrair a potência disponível, regular o barramento e fornecer energia estável em 12 V para a carga conectada.

5.4.2 Entrada de 2,7 m/s

A velocidade de 2,7 m/s corresponde ao limite inferior de operação da turbina Air Breeze, correspondendo a uma condição em que a energia cinética disponível no vento é extremamente baixa. Nessa faixa, o torque aerodinâmico produzido pelo rotor torna-se insuficiente para acionar o gerador de forma eficiente, o que reduz significativamente a capacidade do sistema de atingir o ponto de máxima extração de potência. Para caracterizar esse regime de operação marginal, realizou-se uma simulação estendida de 85 s, permitindo observar tanto a lenta evolução da velocidade do rotor quanto o comportamento quase estacionário das variáveis elétricas em uma condição onde o sistema opera fora de sua faixa ótima.

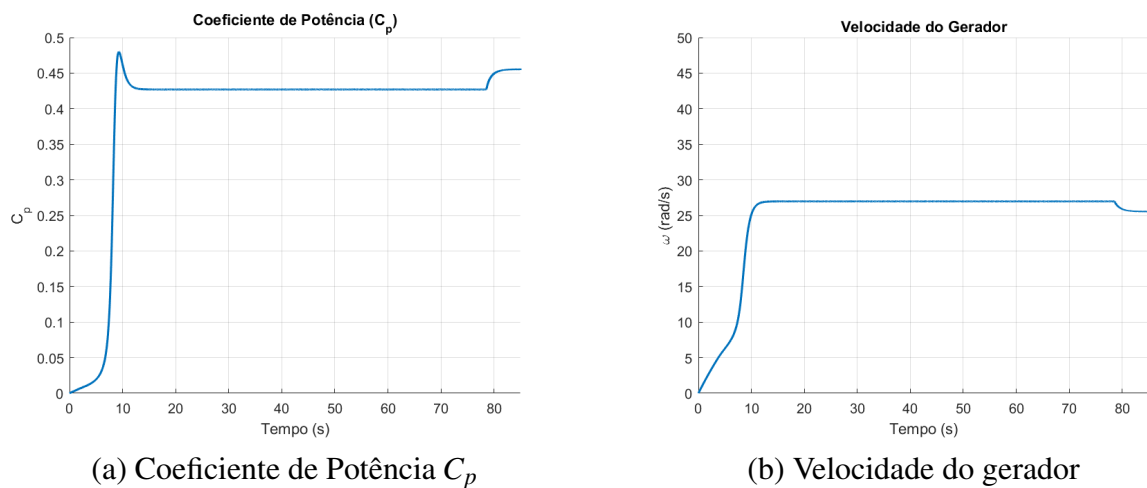
A Figura 36 apresenta o coeficiente de potência C_p e a velocidade angular do gerador para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s. Após o estabelecimento do regime, a velocidade estabiliza-se em aproxi-

madamente 26–27 rad/s, valor determinado pelo baixo torque aerodinâmico disponível nessa condição.

O coeficiente de potência apresenta um pico transitório em torno de 0,48 durante a aceleração inicial e, posteriormente, converge para cerca de 0,43, resultado da operação com razão de velocidade de ponta abaixo do ideal. Observa-se ainda uma leve variação do C_p por volta de 78 s, momento em que o MPPT atinge seu valor de D em regime permanente; essa mudança altera sutilmente o torque eletromagnético do gerador, produzindo um pequeno reajuste na velocidade e, conseqüentemente, no coeficiente de potência.

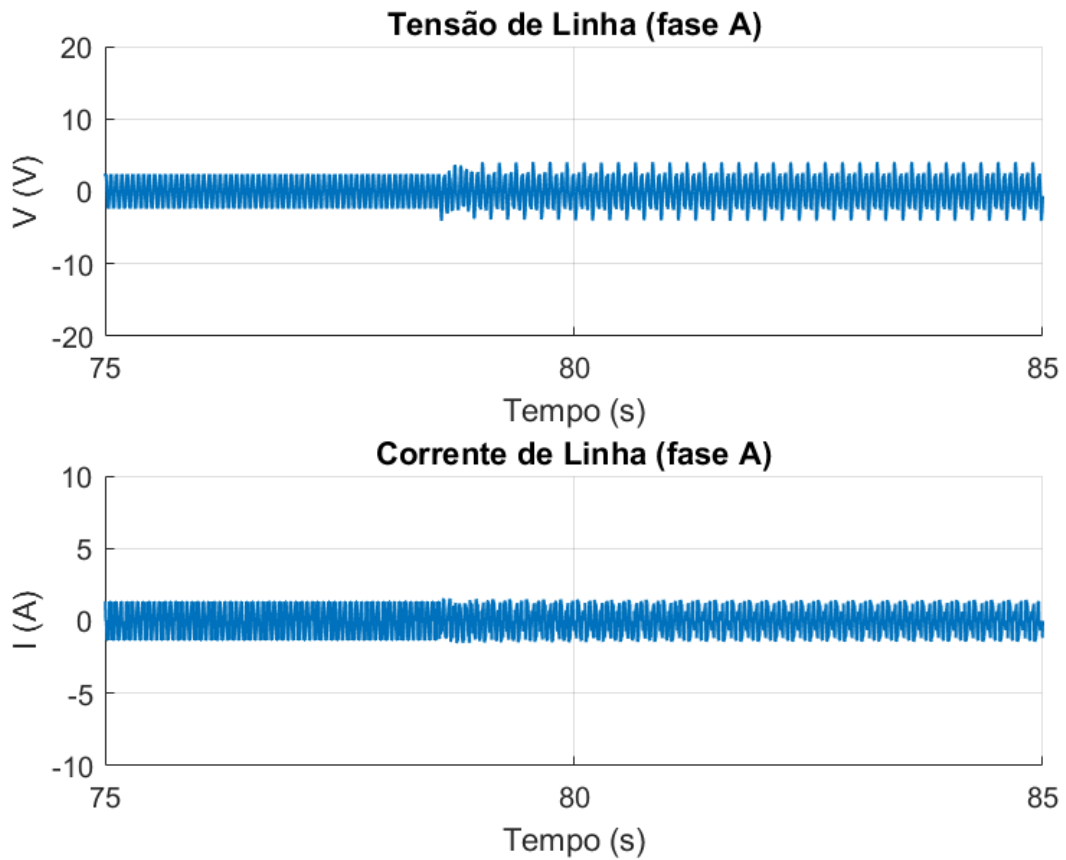
Assim, o comportamento obtido reflete a operação da turbina fora da região ótima de extração, limitada pela reduzida potência mecânica disponível em ventos muito baixos.

Figura 36 – Comportamento de C_p e da velocidade do gerador para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s.



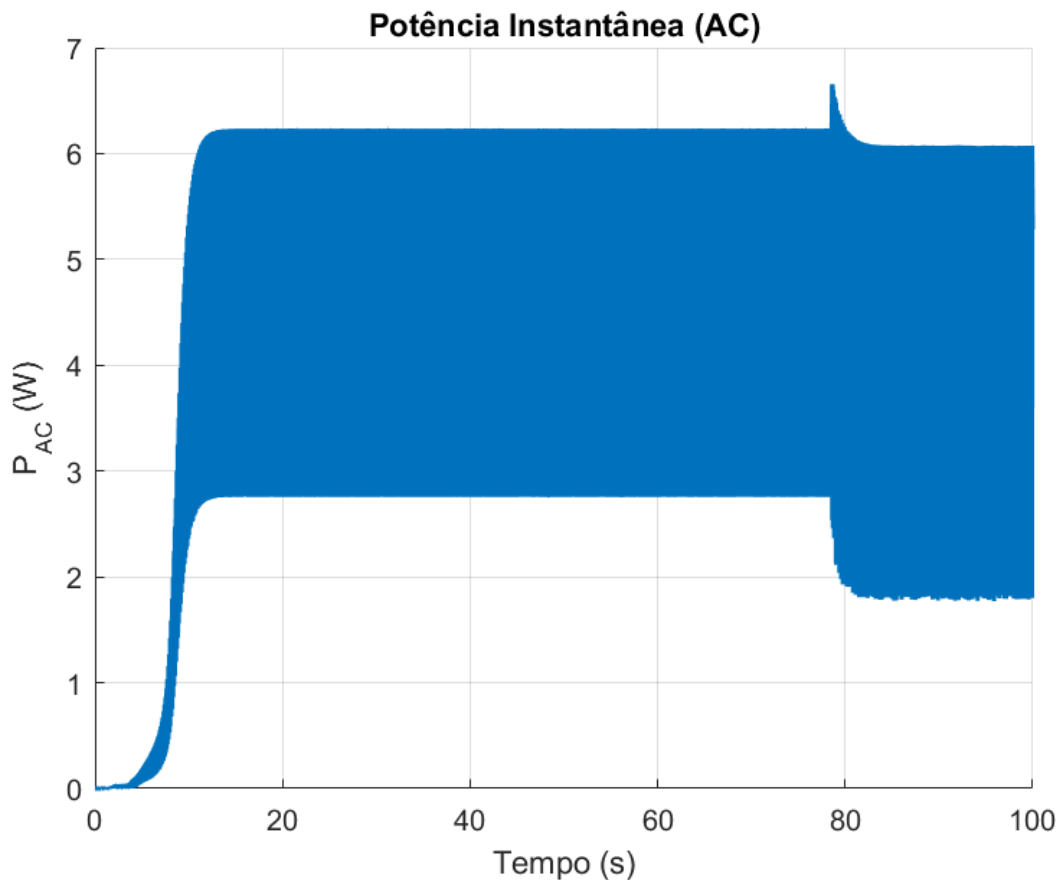
Fonte: Autoria Própria (2025).

As formas de onda de tensão e corrente de linha são apresentadas na Figura 37. Em condições de vento muito baixo, as amplitudes são consideravelmente reduzidas: a tensão de linha permanece abaixo de 5 V e a corrente exibe pulsos estreitos e praticamente simétricos em torno de zero, reflexo do baixíssimo torque eletromecânico disponível e do comportamento não linear do retificador sob tensões reduzidas. Por volta de 78 s, observa-se uma pequena alteração no formato das ondas, instante em que o MPPT atinge o ciclo de trabalho em regime permanente. Essa mudança ajusta ligeiramente o esforço elétrico aplicado ao gerador, produzindo uma discreta variação na amplitude e na forma das componentes AC.

Figura 37 – Tensão e corrente de linha (fase A) para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s.

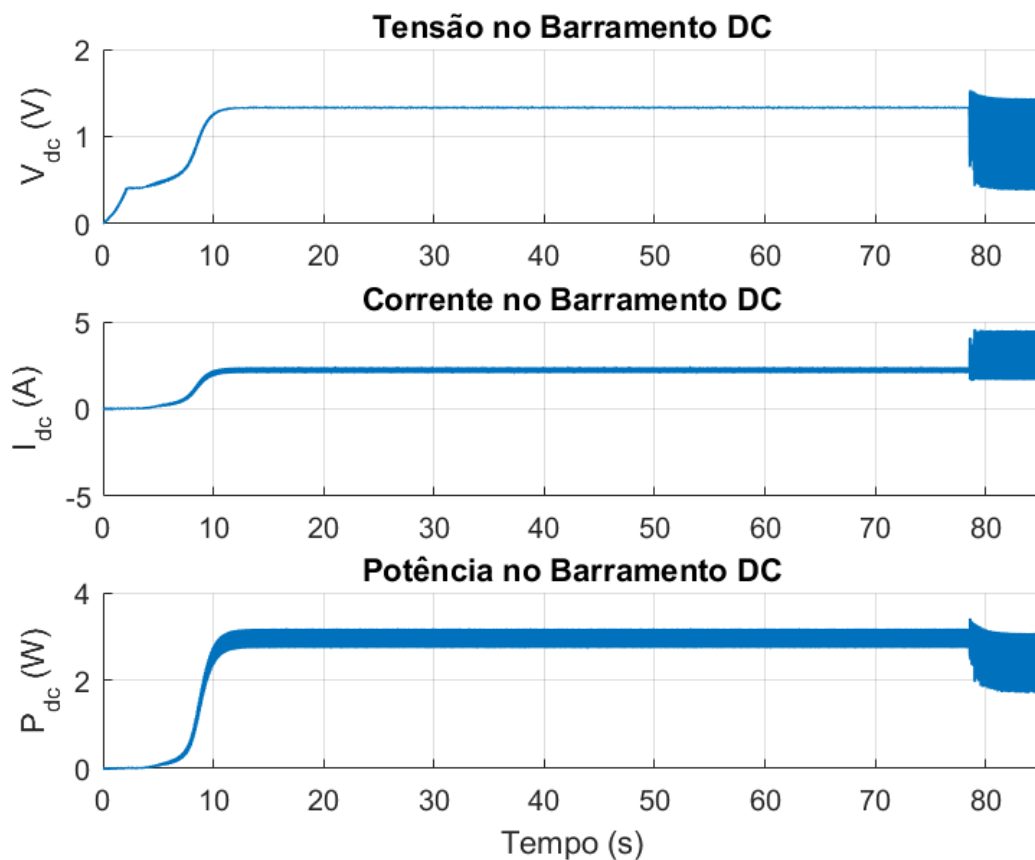
Fonte: Autoria Própria (2025).

A Figura 38 apresenta a potência instantânea no lado AC para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s. Após a fase inicial, o sistema estabiliza-se com valores entre 5 e 6 W. Observa-se ainda uma pequena descontinuidade por volta de 78 s, associada ao momento em que o MPPT atinge seu ciclo de trabalho em regime permanente; essa mudança altera levemente o torque eletromagnético aplicado ao gerador e, conseqüentemente, o nível instantâneo de potência elétrica produzida.

Figura 38 – Potência instantânea no lado AC para $v_{\text{vento}} = 2,7 \text{ m/s}$.

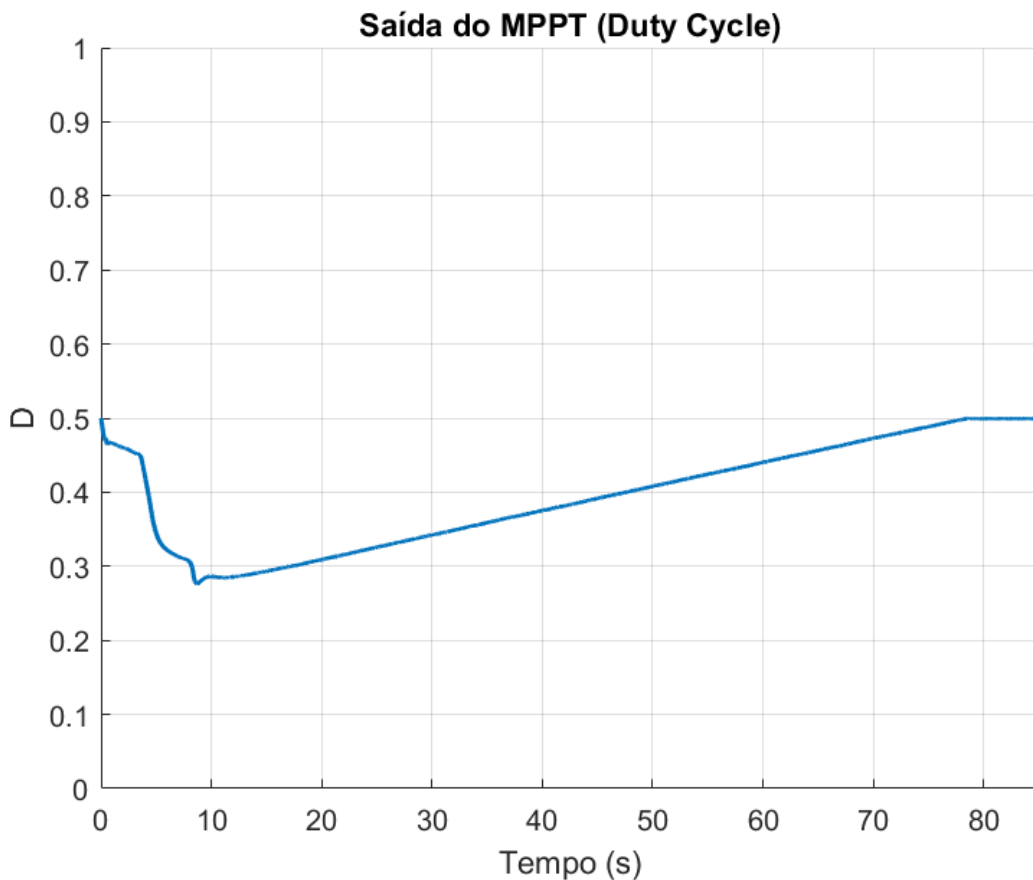
Fonte: Autoria Própria (2025).

A Figura 39 apresenta a tensão, a corrente e a potência no barramento CC para $v_{\text{vento}} = 2,7 \text{ m/s}$. Durante todo o intervalo de simulação, a tensão no barramento permanece abaixo de 2,5 V, enquanto a potência DC se limita a aproximadamente 3,5 W. Esses níveis reduzidos refletem diretamente o baixo torque aerodinâmico disponível e indicam que o gerador opera fora da faixa necessária para alimentar o conversor *boost* de forma eficiente. Nota-se ainda uma pequena alteração nas três variáveis por volta de 78 s, no instante em que o MPPT atinge o ciclo de trabalho em regime permanente, o que provoca um leve reajuste no esforço elétrico aplicado ao gerador.

Figura 39 – Tensão, corrente e potência no barramento DC para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s.

Fonte: Autoria Própria (2025).

A Figura 40 apresenta o ciclo de trabalho estimado pelo MPPT para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s. O duty inicia em 0,5, conforme definido como condição inicial, e passa por um breve período de queda até aproximadamente 0,28, resultado das perturbações iniciais do método P&O. A partir desse ponto, o algoritmo passa a identificar um aumento gradual de potência para perturbações positivas, fazendo com que o duty cresça lentamente ao longo da simulação. Por volta de 78 s, o ciclo de trabalho atinge um valor quase estacionário próximo de 0,50. Esse comportamento evidencia a baixa sensibilidade do algoritmo sob potência reduzida: o gradiente de potência torna-se muito pequeno, e o MPPT ajusta o duty de forma lenta e praticamente linear ao longo do tempo.

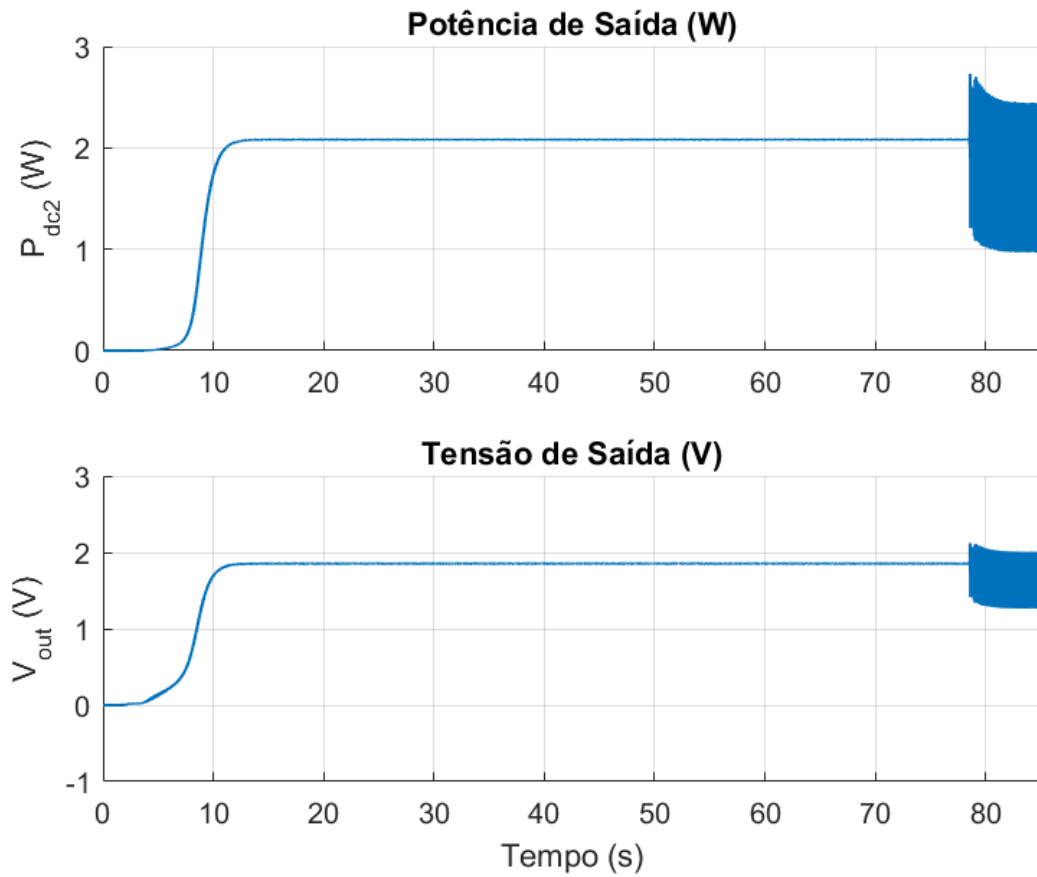
Figura 40 – Saída do MPPT (duty cycle) para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s.

Fonte: Autoria Própria (2025).

Por fim, a Figura 41 apresenta os sinais de potência e tensão na saída do sistema para $v_{\text{vento}} = 2,7$ m/s, velocidade correspondente ao ponto de *cut-in* da turbina Air Breeze. Nessa condição, o torque aerodinâmico disponível é extremamente reduzido, o que limita a capacidade do gerador em sustentar corrente elétrica e, conseqüentemente, em fornecer energia suficiente ao estágio CC. Além disso, a ausência de um controle ativo de velocidade faz com que a dinâmica mecânica seja fortemente influenciada pelo equilíbrio entre torque aerodinâmico e torque eletromagnético, aumentando a sensibilidade do sistema a pequenas perturbações e dificultando o rastreamento de máxima potência em ventos fracos (AUTHOR; AUTHOR, 2015).

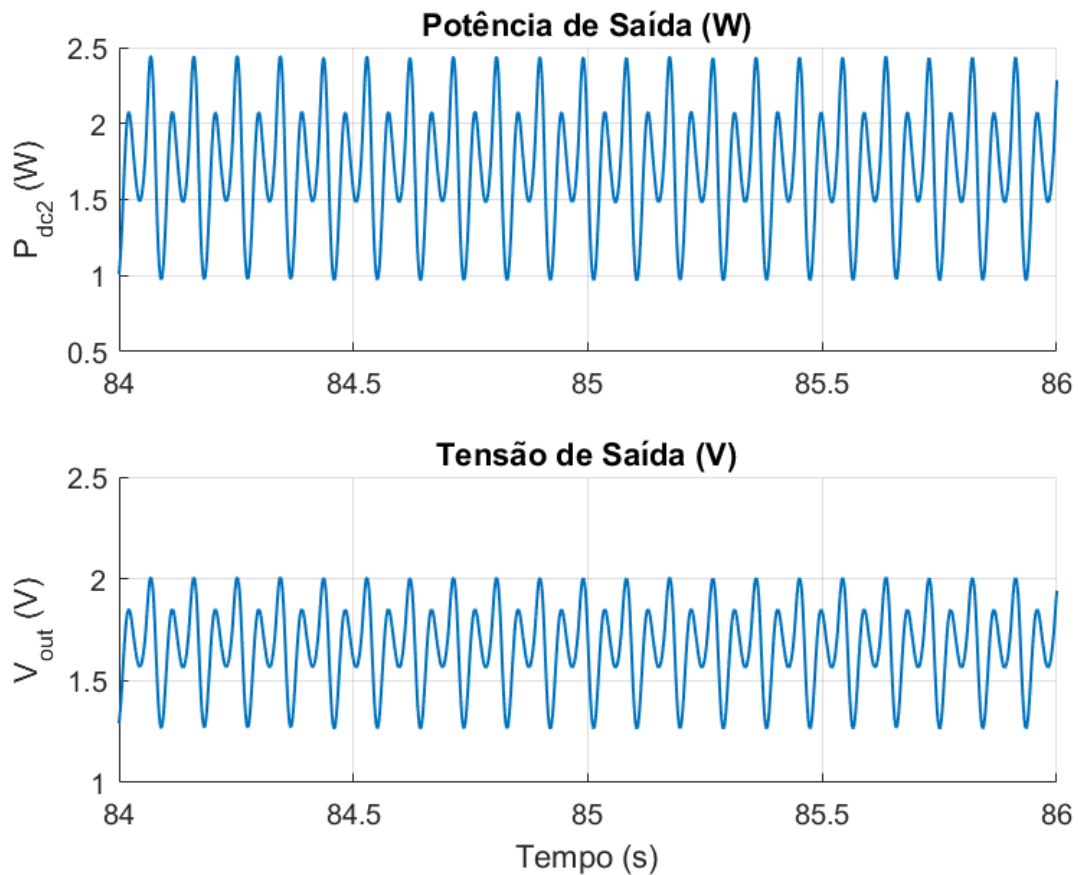
Como resultado, a tensão de saída permanece abaixo de 2 V e a potência não ultrapassa 1,8 W, valores insuficientes para elevar o barramento ao nível de 12 V especificado no projeto. Por volta de 78 s, observa-se uma queda adicional da tensão e da potência, coincidente com o instante em que o MPPT atinge seu ciclo de trabalho em regime permanente. Para evidenciar esse comportamento, a Figura 42 apresenta um detalhamento do intervalo final, destacando as oscilações resultantes da operação do conversor sob tensão de entrada extremamente baixa.

Figura 41 – Potência e tensão na saída do conversor *boost* para $v_{\text{vento}} = 2,7 \text{ m/s}$.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Figura 42 – Detalhamento da potência e tensão de saída no intervalo em que o MPPT atinge regime permanente.



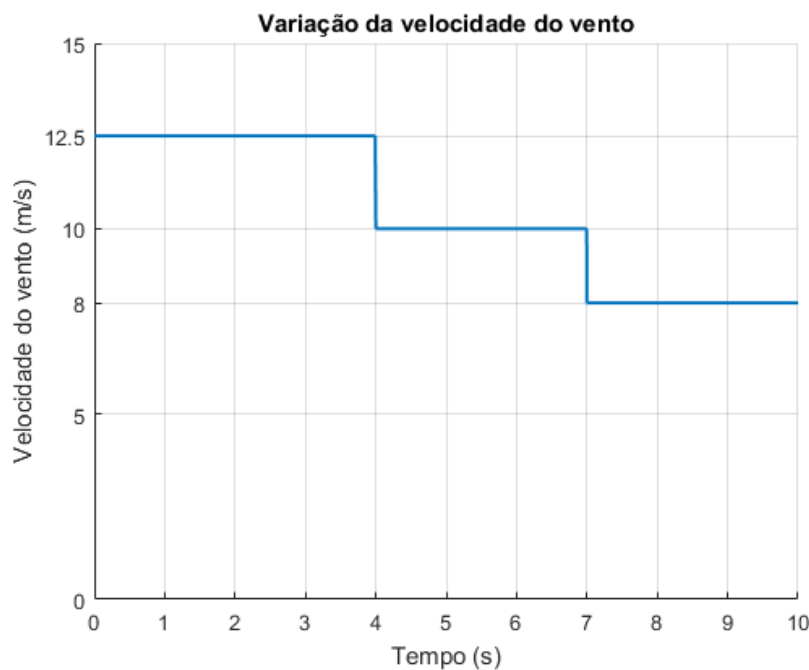
Fonte: Autoria Própria (2025).

Em síntese, os resultados mostram que, quando a turbina opera exatamente no ponto de *cut-in*, a condição em que o torque aerodinâmico disponível é insuficiente para levar o rotor à faixa de rotação normalmente associada à extração eficiente de potência. Como consequência, as tensões e correntes geradas no lado AC e no barramento CC permanecem em níveis muito baixos, limitando a transferência de energia ao conversor. Nessa condição, o MPPT atua com reduzida autoridade, e ao atingir seu ciclo de trabalho em regime permanente — por volta de 78 s — impõe um ajuste adicional no torque eletromagnético do gerador. Esse rearranjo produz pequenas variações nas grandezas elétricas, mas não altera o fato de que a potência disponível permanece insuficiente para alimentar o estágio CC–CC. Assim, o conversor *boost* não dispõe de tensão de entrada adequada para elevar o barramento a 12 V, confirmando que a operação eficiente do sistema somente ocorre para velocidades superiores ao *cut-in*, quando há energia mecânica suficiente para sustentar a conversão eletrônica.

5.4.3 Velocidade do vento variável

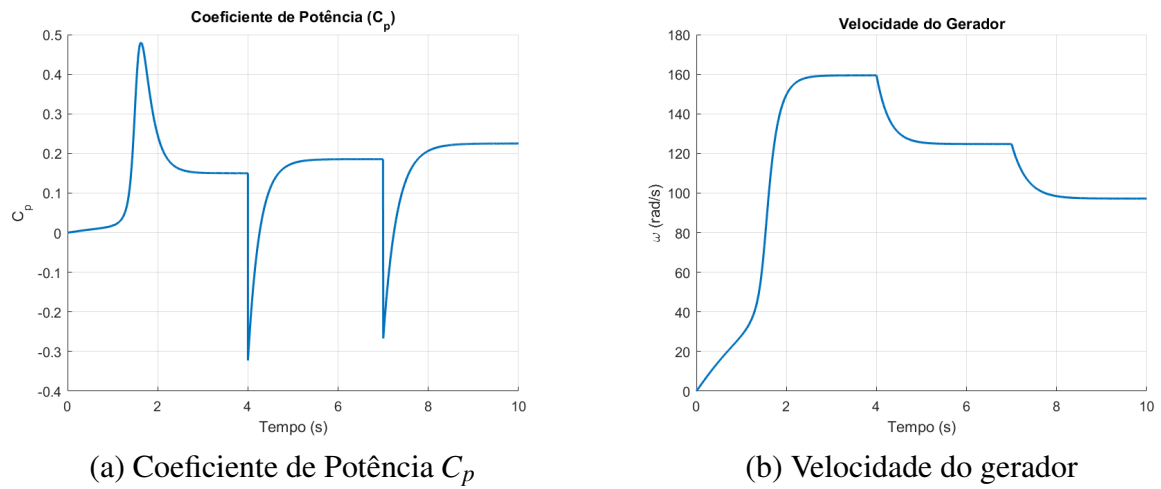
Avaliou-se o comportamento do sistema sob variações da velocidade do vento. Para isso, foi adicionado ao modelo um bloco *Stair Generator*, configurado com tempos de transição [0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10] s e amplitudes [12,5, 12,5, 12,5, 12,5, 10, 10, 10, 8, 8, 8, 8] m/s, com *sample time* de 5×10^{-5} s. Assim, o vento permanece em 12,5 m/s até 4 s, depois é reduzido para 10 m/s até 7 s e, por fim, para 8 m/s até o final da simulação.

Figura 43 – Variação da velocidade do vento aplicada ao modelo.



Fonte: Autoria própria (2025).

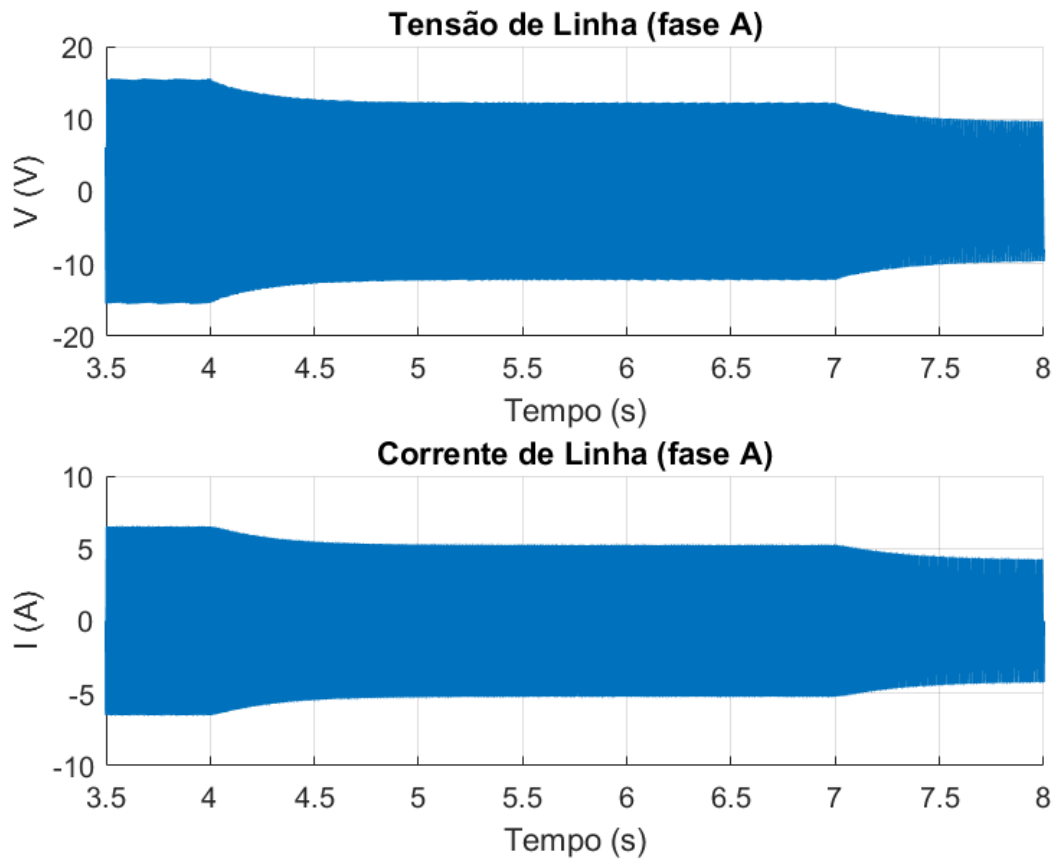
Os valores negativos de C_p que surgem em torno de 4 s e 7 s coincidem exatamente com as mudanças bruscas da velocidade do vento. Nesses instantes, há um descompasso momentâneo entre o torque aerodinâmico e o torque eletromagnético do gerador: a turbina ainda gira com a velocidade associada à condição anterior, enquanto a potência disponível no vento muda instantaneamente no denominador da expressão de C_p . Como a potência mecânica é calculada a partir do produto torque-velocidade com convenção de sinais, esse desbalanço transitório pode resultar em potência mecânica efetiva negativa, produzindo valores negativos de C_p . Após o transitório, a turbina se ajusta à nova condição e C_p retorna a valores positivos, estabilizando-se em novos patamares em torno de 0,19–0,22, compatíveis com operação em regime com vento mais baixo.

Figura 44 – Comportamento de C_p e da velocidade do gerador para vento variável.

Fonte: Autoria Própria (2025).

As formas de onda de tensão e corrente de linha (fase A) são mostradas na Figura 45. As amplitudes seguem diretamente as variações da velocidade do vento: maiores para 12,5 m/s, intermediárias para 10 m/s e menores para 8 m/s. A corrente mantém o perfil retangular imposto pela baixa impedância equivalente vista pelo PMSG, enquanto a tensão permanece quase senoidal, com pequena distorção decorrente do carregamento e da retificação trifásica.

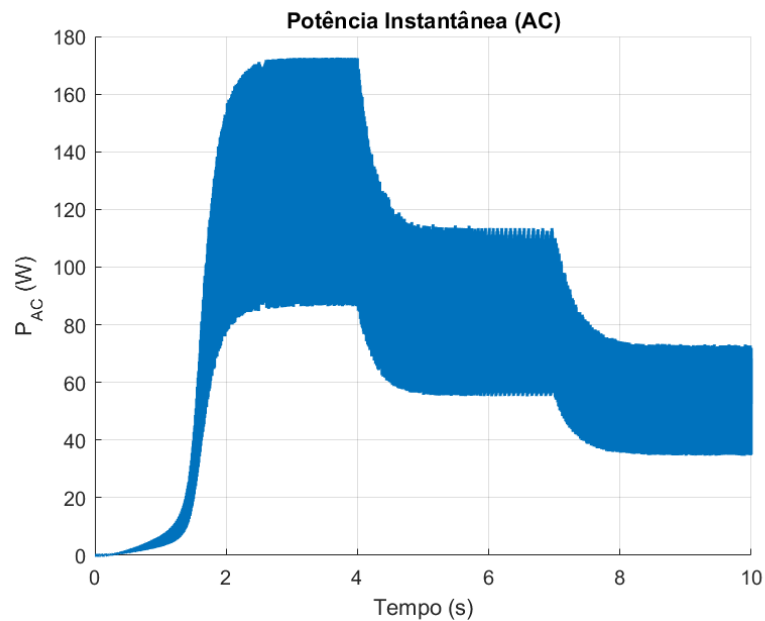
Figura 45 – Tensão e corrente de linha (fase A) para vento variável.



Fonte: Autoria Própria (2025).

A Figura 46 apresenta a potência instantânea no lado AC. Em regime com 12,5 m/s, a potência oscila em torno de 160–170 W; após a redução para 10 m/s, o patamar cai para aproximadamente 105 W, e com 8 m/s estabiliza-se em torno de 65–70 W. Essa tendência é coerente com a dependência cúbica da potência em relação à velocidade do vento.

Figura 46 – Potência instantânea no lado AC para vento variável.



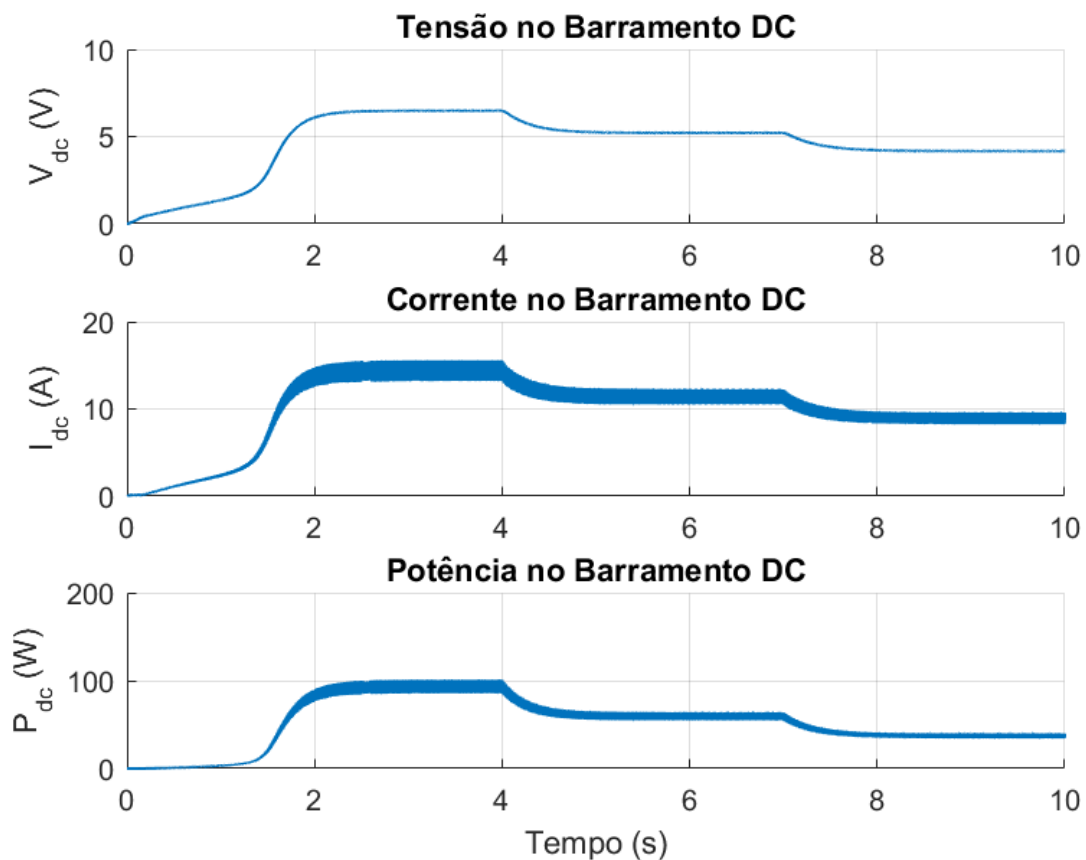
Fonte: Autoria Própria (2025).

A Figura 47 apresenta a evolução da tensão, corrente e potência no barramento CC para os três patamares de velocidade do vento aplicados. No intervalo inicial, correspondente a $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s, observa-se a formação de um regime permanente em torno de $V_{dc} \approx 6,8-7,0$ V, $I_{dc} \approx 15-16$ A e $P_{dc} \approx 95-105$ W. Esse comportamento representa o ponto de maior disponibilidade energética.

Quando a velocidade do vento é reduzida para 10 m/s ($t = 4$ s), todas as grandezas experimentam queda proporcional: a tensão estabiliza em aproximadamente 6,2–6,4 V, a corrente em torno de 13–14 A e a potência na faixa de 80–90 W. Por fim, com 8 m/s (aproximadamente $t = 7$ s), o barramento atinge um novo regime permanente mais baixo, com $V_{dc} \approx 5,6-5,8$ V, $I_{dc} \approx 10-11$ A e potência reduzida para cerca de 60–65 W.

A progressão observada evidencia, de forma clara, a relação cúbica entre potência e velocidade do vento: à medida que v_{vento} diminui, a energia mecânica disponível na turbina é reduzida, refletindo diretamente na queda de V_{dc} , I_{dc} e P_{dc} no barramento CC.

Figura 47 – Tensão, corrente e potência no barramento CC para vento variável.

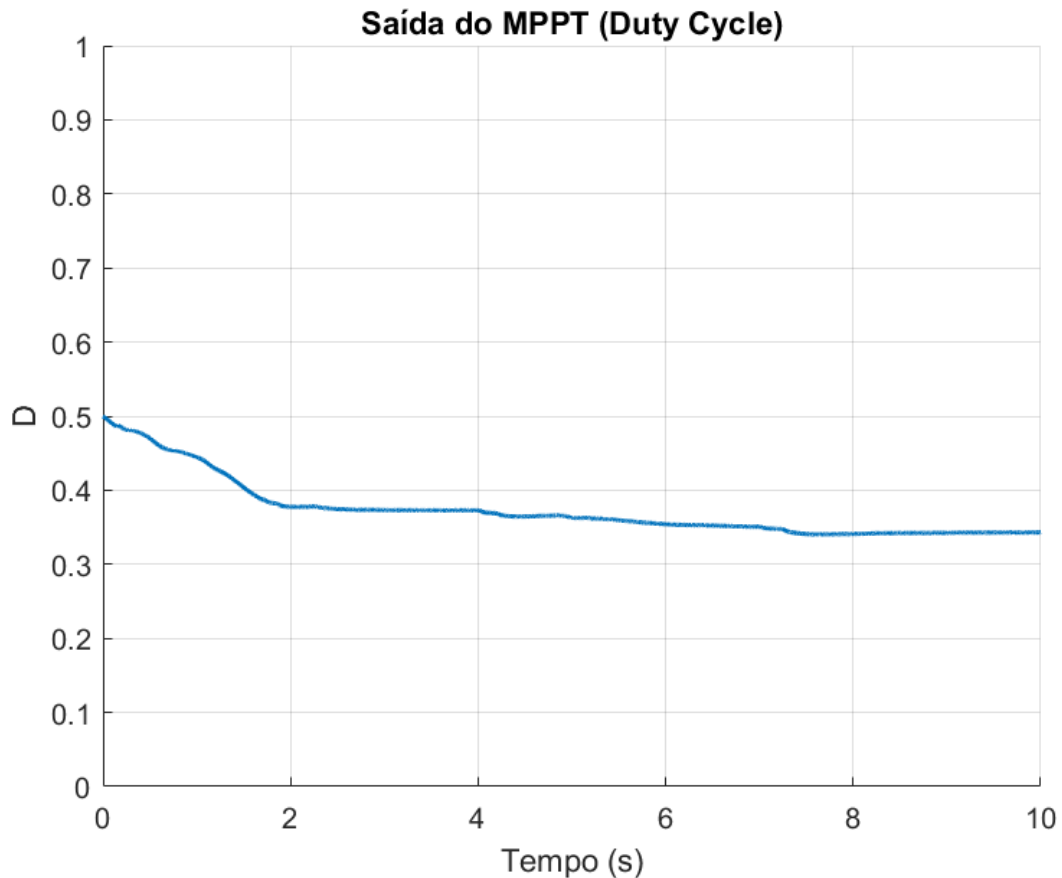


Fonte: Autoria Própria (2025).

A atuação do MPPT é apresentada na Figura 48. O ciclo de trabalho D inicia em 0,5, valor definido como condição inicial do algoritmo, e passa por um período de ajuste durante o qual o método P&O avalia continuamente as variações de potência no barramento CC. No regime correspondente a 12,5 m/s, o duty é reduzido de forma gradual até convergir para aproximadamente $D \approx 0,37$, valor que representa o ponto de operação associado à máxima potência extraível nessa condição de vento.

Quando a velocidade do vento é reduzida para 10 m/s e, posteriormente, para 8 m/s, o método P&O ajusta o ciclo de trabalho de maneira suave, resultando em uma pequena redução adicional, com estabilização próxima de $D \approx 0,34$. Esse comportamento indica que o duty não atinge o limite inferior do controlador, mas permanece em uma faixa de valores fisicamente coerente com a redução gradativa da potência disponível no eixo do gerador.

Figura 48 – Saída do MPPT (duty cycle) para vento variável.

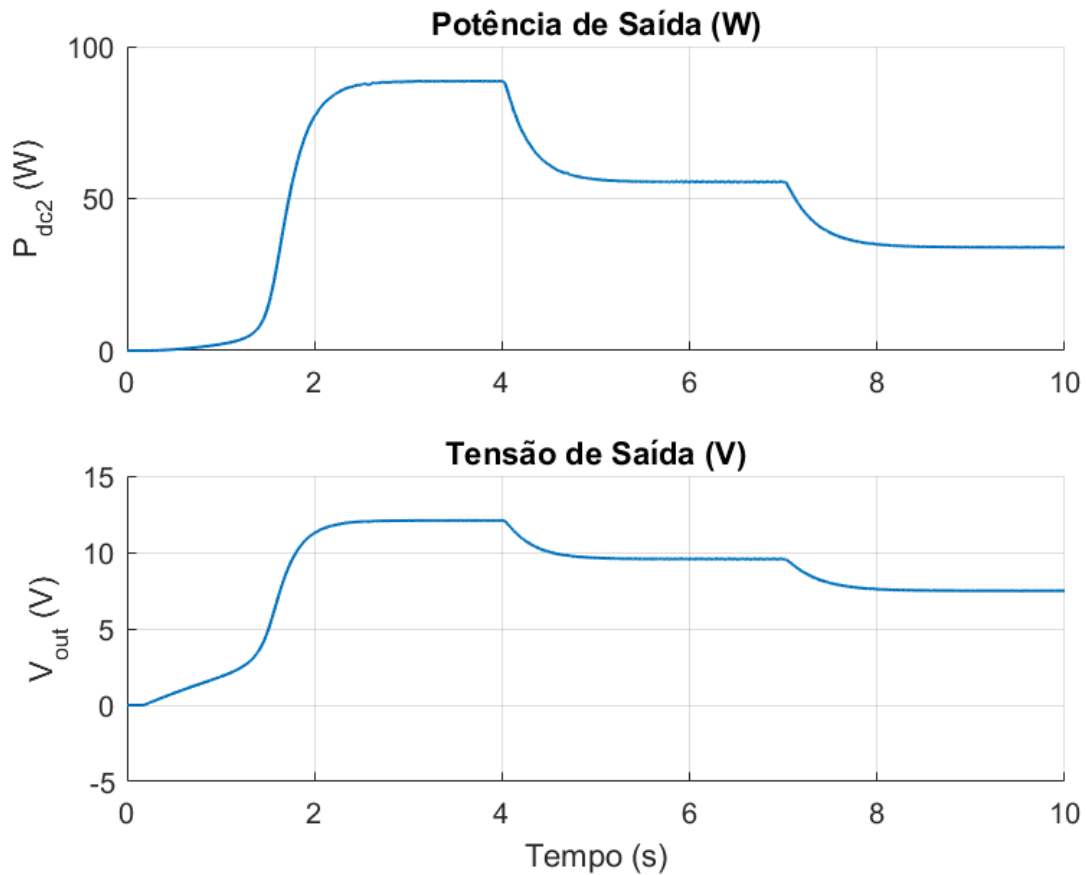


Fonte: Autoria Própria (2025).

A Figura 49 apresenta a evolução da tensão e da potência na saída do conversor *boost* para as três condições de velocidade do vento. No intervalo correspondente a 12,5 m/s, observa-se que a tensão de saída é regulada em torno de 12 V, enquanto a potência se estabiliza em $\approx 88,5$ W, refletindo o ponto de maior energia disponível no conjunto turbina–gerador.

Com a redução da velocidade para 10 m/s ($t = 4$ s), a tensão de saída diminui para cerca de 9,5–10,0 V, e a potência passa a operar em torno de 75–80 W. Posteriormente, para 8 m/s ($t = 7$ s), o conversor atinge um novo regime permanente com $V_{out} \approx 8$ V e potência estabilizada na faixa de 55–60 W.

Esse comportamento acompanha diretamente a queda da potência aerodinâmica disponível, uma vez que o MPPT ajusta o ciclo de trabalho de forma suave a cada variação de velocidade. Assim, em vez de saturar o duty cycle, o conversor opera com valores de D coerentes com cada condição de vento, resultando em reduções proporcionais de V_{out} e P_{out} à medida que a velocidade do vento diminui.

Figura 49 – Potência e tensão na saída do conversor *boost* para vento variável.

Fonte: Autoria Própria (2025).

De forma geral, a simulação com vento variável mostra que o sistema responde de maneira coerente às mudanças de velocidade, apresentando reduções proporcionais na velocidade do gerador, na potência AC, na potência no barramento CC e na potência na saída do conversor. O MPPT ajusta o ciclo de trabalho de forma contínua, sem atingir a saturação em D_{\min} , mantendo o rastreamento ativo mesmo após a redução da velocidade do vento.

Ainda assim, os resultados evidenciam uma limitação inerente ao conversor e ao próprio método P&O: conforme a potência aerodinâmica disponível diminui, o sistema opera em uma região mais restrita de controle, com menor margem para ajuste do duty cycle e menor sensibilidade das perturbações sobre a potência. Dessa forma, embora o MPPT continue atuando, sua capacidade de identificar variações sutis no ponto de máxima potência se reduz, o que pode impactar o desempenho em condições de vento significativamente abaixo do regime nominal.

5.4.4 Variação da carga para $v_{\text{vento}} = 12,5 \text{ m/s}$

Nesta etapa, manteve-se a velocidade do vento fixa em $v_{\text{vento}} = 12,5 \text{ m/s}$ e variou-se apenas a resistência de carga R_L , com o objetivo de avaliar o impacto da carga na tensão e na

potência de saída do conversor *boost*. Foram testados os valores $R_L = 1,44, 1,9, 2, 3, 4$ e 5Ω , mantendo-se inalterados o algoritmo MPPT e os parâmetros do conversor.

A Tabela 6 resume os valores médios de tensão e potência na saída CC obtidos em regime permanente para cada carga.

Tabela 6 – Tensão e potência de saída para $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s e diferentes resistências de carga.

R_L (Ω)	V_{out} (V)	P_{out} (W)
1,44	11,19	86,93
1,65	12,09	88,54
2,00	13,36	89,30
3,00	16,10	86,38
4,00	17,99	80,88
5,00	19,36	74,96

Observa-se que, à medida que R_L aumenta, a tensão de saída cresce, enquanto a potência apresenta um máximo bem definido próximo de $R_L = 2 \Omega$, para o qual se obtém $P_{\text{out}} \approx 89,3$ W. Os valores imediatamente adjacentes ($R_L = 1,65 \Omega$ e $R_L = 3 \Omega$) também apresentam potências elevadas, na faixa de 86–88 W, formando uma região de máximo relativamente ampla.

Do ponto de vista do objetivo do sistema (alimentar um barramento em torno de 12 V), as cargas mais adequadas são $R_L = 1,65 \Omega$ e $R_L = 2,00 \Omega$, que resultam em $V_{\text{out}} = 12,09$ V e 13,36 V, respectivamente. Entre essas duas opções, $R_L = 1,65 \Omega$ fornece a tensão mais próxima do valor pretendido, mantendo simultaneamente uma potência elevada de 88,5 W. As demais cargas conduzem a valores inferiores a 12 V (caso de $1,44 \Omega$) ou excedem significativamente esse nível (casos de 3, 4 e 5Ω), o que seria indesejável em um sistema voltado ao carregamento de baterias.

Por fim, nota-se que, mesmo nas melhores condições de carga, a potência de saída permanece na faixa de 86–89 W, valor substancialmente inferior ao objetivo inicial de 200 W considerado no dimensionamento preliminar. Esse resultado reforça a limitação imposta pela potência mecânica disponível na turbina e pela operação do conversor na região de baixa razão cíclica, o que restringe a capacidade de extração de potência mesmo sob vento nominal.

5.4.5 Variação da velocidade do vento para $R_L = 1,65 \Omega$

Mantendo-se a carga fixa em $R_L = 1,65 \Omega$, investigou-se a influência da velocidade do vento sobre a tensão e a potência de saída do conversor *boost*. A velocidade foi ajustada para os valores $v_{\text{vento}} = 12,5, 12, 10, 8, 6, 4$ e $2,7$ m/s, repetindo-se a estratégia de controle com MPPT via método P&O e mantendo inalterados os parâmetros elétricos do sistema. A Tabela 7 resume os valores médios em regime permanente.

Tabela 7 – Tensão e potência de saída para $R_L = 1,65 \Omega$ e diferentes velocidades do vento.

v_{vento} (m/s)	V_{out} (V)	P_{out} (W)
2,7	1,85	2,01
4,0	3,21	6,25
6,0	5,35	17,37
8,0	7,49	33,97
10,0	9,58	55,59
12,0	11,61	81,66
12,5	12,09	88,55

Os resultados evidenciam a forte dependência da potência extraída em relação à velocidade do vento: para velocidades abaixo de 6 m/s, a tensão de saída permanece muito baixa (inferior a 6 V) e a potência se limita a poucos watts, indicando que o sistema praticamente não consegue entregar energia útil à carga. À medida que o vento aumenta de 6 para 10 m/s, observa-se um crescimento expressivo da potência de saída, que passa de aproximadamente 17 W para cerca de 55 W, comportamento coerente com a dependência cúbica da potência eólica em função da velocidade.

Os melhores resultados são obtidos nas duas velocidades mais elevadas. Para $v_{\text{vento}} = 12$ m/s, o conversor fornece aproximadamente $V_{\text{out}} = 11,61$ V e $P_{\text{out}} = 81,66$ W, valores já próximos do nível de barramento desejado. A condição mais favorável ocorre em $v_{\text{vento}} = 12,5$ m/s, na qual a tensão se estabiliza em 12,09 V e a potência atinge 88,55 W, sendo esta a configuração que melhor atende ao requisito de operação em torno de 12 V.

Ainda assim, observa-se que mesmo no melhor cenário a potência de saída permanece na faixa de 80–90 W, valor significativamente inferior à potência-alvo preliminar de 200 W estabelecida no dimensionamento teórico. Isso confirma que a limitação dominante não está no conversor ou no MPPT, mas sim na potência mecânica efetivamente disponível na turbina para as condições de vento consideradas.

De forma geral, a análise conjunta das Tabelas 6 e 7 mostra que, embora o MPPT e o conversor *boost* sejam capazes de regular a tensão próxima de 12 V sob vento nominal, a potência extraída é restrita pela energia aerodinâmica realmente disponível, resultando em um desempenho máximo da ordem de 80–90 W para o regime de ventos estudado.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho desenvolveu a modelagem, integração e análise de um sistema de microgeração eólica de pequeno porte composto por uma turbina de três pás, um gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG), retificação trifásica a diodos e um conversor CC-CC *boost* comandado por um algoritmo MPPT do tipo Perturbação e Observação (P&O). O modelo foi implementado no ambiente MATLAB/Simulink a partir de um roteiro estruturado de obtenção de parâmetros, abrangendo a caracterização aerodinâmica da turbina, a definição dos parâmetros eletromecânicos do gerador, o ajuste do barramento CC e o dimensionamento do conversor. A simulação integrada permitiu avaliar o comportamento do sistema em diferentes condições de vento e carga, bem como o acoplamento entre suas partes.

Os resultados mostraram que, sob a condição nominal de 12,5 m/s, o sistema é capaz de regular a tensão de saída próxima de 12 V, fornecendo potência na faixa de 80–90 W, em consonância com os limites aerodinâmicos e elétricos característicos de aerogeradores de pequeno porte. Em contrapartida, identificaram-se limitações relevantes em regimes de vento reduzido, especialmente próximos à velocidade de *cut-in*. Nesses cenários, o torque aerodinâmico disponível é insuficiente para fornecer tensão adequada ao retificador, o que mantém as grandezas elétricas em níveis muito baixos. Observou-se também que o MPPT atua com baixa sensibilidade e converge lentamente para seu valor de regime, ocasionando pequenas oscilações e evidenciando a forte dependência entre torque, velocidade e carga.

Do ponto de vista metodológico, o trabalho contribui ao propor um roteiro completo e replicável para a construção de modelos de microgeração eólica no Simulink, desde a extração das curvas aerodinâmicas até a integração com os estágios de conversão e controle. Tal estrutura favorece o estudo isolado e integrado de cada subsistema, auxiliando estudantes e pesquisadores na compreensão de técnicas de MPPT, eletrônica de potência e dinâmica de geradores de ímãs permanentes, além de servir como base para futuras análises de eficiência e projetos didáticos.

Do ponto de vista acadêmico, o modelo desenvolvido permitiu discutir não apenas o comportamento do sistema em regime nominal, mas também suas restrições fundamentais em condições adversas. A análise aprofundada dos cenários de baixo vento, da atuação limitada do MPPT e da dependência entre torque mecânico e carga elétrica destaca a importância de considerar aspectos dinâmicos e não lineares em sistemas de microgeração. O trabalho reforça a necessidade de avaliar a operação em toda a faixa de funcionamento, e não apenas em pontos de máxima eficiência.

Como continuidade, recomenda-se investigar estratégias de controle voltadas ao aumento da eficiência em baixas velocidades de vento. Possíveis avanços incluem técnicas de MPPT mais robustas sob gradientes reduzidos de potência, controle ativo da velocidade do rotor para manter

a razão de velocidade ótima, uso de conversores em duas etapas ou topologias mais complexas capazes de regular o barramento em 12 V desde o *cut-in* até a velocidade de maior extração de potência. Tais abordagens podem ampliar significativamente a faixa útil de operação e garantir melhor desempenho sob diferentes condições de vento.

Por fim, como trabalho futuro experimental, sugere-se o desenvolvimento de um protótipo mais robusto para validar o modelo numérico, refinar parâmetros e incorporar efeitos não modelados, como resistências parasitas, perdas magnéticas e atrito dinâmico. A combinação entre simulação e validação prática permitirá evoluir este estudo para um simulador completo de microgeração eólica, ampliando sua aplicação acadêmica e tecnológica.

REFERÊNCIAS

ABDULLAH, M.; YATIM, A.; TAN, C.; SAIDUR, R. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 5, p. 3220–3227, 2012. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112001098>>. Citado 4 vezes nas páginas 26, 27, 35 e 36.

ABEEólica. **Brasil desacelera expansão eólica em 2024, retomada esperada para 2027**. 2025. <<https://www.reuters.com/business/energy/brazils-wind-power-sector-slows-2024-growth-resume-2027-2025-01-17/>>. Acesso em: 24 jul. 2025. Citado na página 15.

Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial. **Atlas Brasileiro de Energia Solar e Eólica**. 2019. Relatório Técnico. Disponível mediante solicitação institucional. Citado na página 16.

AUTHOR, A.; AUTHOR, B. Improved control strategies for small wind turbines operating at low wind speeds. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 83, p. 256–268, 2015. Citado na página 73.

BARBOSA, B. H. G.; OLIVEIRA, R. C. B.; TAVANO, M. S. G. **Circuito Microinversor Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. 2010. <https://www.researchgate.net/publication/295091898_CIRCUITO_MICROINVERSOR_APLICADO_A_SISTEMAS_FOTOVOLTAICOS_AUTONOMOS>. Acesso em: 11 dez. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.

CEPEL; EPE. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. 2013. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-260/topico-419/Atlas_Eolico_Brasileiro_2013.pdf>. Acesso em: 11 dez. 2025. Citado na página 14.

CHAVA, S.; BANKA, S.; CHANDINI, S.; VAISHNAVI, J.; HIMABINDU, G.; MEGHANA, G. Control of a stand-alone variable speed wind turbine generator system. **International Journal of Applied Power Engineering (IJAPE)**, v. 13, p. 727, 09 2024. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/383631966_Control_of_a_stand-alone_variable_speed_wind_turbine_generator_system>. Citado na página 18.

DUARTE, O. d. S. **Sistema de microgeração eólica de pequena potência com rastreamento do ponto de máxima potência**. 2017. Tese (Doutorado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2017. Acesso em: 31 ago. 2025. Disponível em: <<https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/3008>>. Citado na página 17.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2025**. 2025. <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional>>. Acesso em: 24 jul. 2025. Citado 3 vezes nas páginas 14, 15 e 20.

ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIĆ, D. **Fundamentals of Power Electronics**. 2. ed. New York: Springer, 2001. ISBN 978-0-306-48048-5. Citado 3 vezes nas páginas 25, 33 e 34.

- GUPTA, A.; BIHARI, S.; GUPTA, V.; SADHU, P. K.; BABUL, A. K. Perturbation and observation reliant mppt for a pmsg wind turbine. **Topics in Intelligent Computing and Industry Design (ICID)**, v. 3, n. 3, p. 159–165, 2022. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/380592309_PERTURBATION_AND_OBSERVATION_RELIANT_MPPT_FOR_A_PMSG_WIND_TURBINE>. Citado na página 36.
- HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems**. 3. ed. Chichester: Wiley, 2014. ISBN 9781118701711. Citado na página 35.
- IRENA – International Renewable Energy Agency. **Capacidade mundial de energia renovável 2024**. 2025. Disponível em: <<https://static.poder360.com.br/2025/04/capacidade-energia-renovavel-mar2025-irena.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.
- LI, H.; SHI, K.; ZHAO, Y.; JI, J. Reinforcement learning-based intelligent maximum power point tracking control for wind energy conversion systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 10, p. 6360–6370, 2015. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7081385>>. Citado 3 vezes nas páginas 8, 45 e 46.
- LLANO, D.; TATLOW, M.; MCMAHON, R. Control algorithms for permanent magnet generators evaluated on a wind turbine emulator test-rig. In: **7th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2014)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 46.
- LMS Solution. **MATLAB Implementation of P&O MPPT algorithm for Solar PV System**. 2023. Disponível em: <<https://www.lmssolution.net.in/post/matlab-implementation-of-po-mppt-algorithm-for-solar-pv-system>>. Acesso em: 16 nov. 2025. Disponível em: <<https://www.lmssolution.net.in/post/matlab-implementation-of-po-mppt-algorithm-for-solar-pv-system>>. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 51.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2002. Citado 4 vezes nas páginas 21, 37, 38 e 43.
- MATHWORKS. **Universal Bridge — Simscape Electrical**. 2025. Documentação do Simulink/Simscape Electrical. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ref/universalbridge.html>>. Citado na página 49.
- MathWorks Inc. **Wind Turbine Block — Simscape Electrical / Specialized Power Systems**. [S.l.], 2023. Documentation for MATLAB R2023b. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/windturbine.html>>. Citado na página 44.
- Mordor Intelligence. **Small Wind Turbine Market Size and Share - Growth Trends and Forecasts (2025 - 2030)**. 2025. <<https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/small-wind-turbine-market>>. Acesso em: 24 jul. 2025. Citado na página 16.
- PATEL, N.; KUMAR, M.; NARVEY, R. Simulation of pmsg based wind energy conversion system using mppt. **International Journal of Innovative Research in Electrical, Electronics, Instrumentation and Control Engineering**, v. 9, n. 5, p. 249–255, 2021. Acesso em: 16 nov. 2025. Disponível em: <<https://ijreeice.com/papers/>>

simulation-of-pmsg-based-wind-energy-conversion-system-using-mppt/>. Citado 4 vezes nas páginas 18, 50, 51 e 52.

REKIOUA, D. **Wind Power Electric Systems: Modeling, Simulation, Control and Power Management Control**. [S.l.: s.n.], 2024. ISBN 978-3-031-52882-8. Citado na página 24.

SALMAN, S.; ALI, X.; WU, Z. Design of a p-&o algorithm based mppt charge controller for a stand-alone 200w pv system. **Protection and Control of Modern Power Systems**, v. 3, n. 25, 2018. Disponível em: <<https://pcmp.springeropen.com/articles/10.1186/s41601-018-0099-8>>. Citado na página 26.

SÁNCHEZ, H. F. P. **Diseño e implementación de la interfaz de potencia de un sistema de generación eólico**. 2018. 100 p. Dissertação (Tesis (Magíster en Gestión Energética Industrial)) — Instituto Tecnológico Metropolitano, Medellín, Colombia, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 8, 45 e 46.

SÁNCHEZ, H. F. P. **Diseño e implementación de la interfaz de potencia de un sistema de generación eólico**. 2018. Dissertação (Mestrado) — Instituto Tecnológico Metropolitano (ITM), 2018. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 30.

TIBOLA, G. **Sistema eólico de pequeno porte para geração de energia elétrica com rastreamento de máxima potência**. 2009. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 32.

URBANSKÝ, M.; GOLJ, T.; MEDVED', D.; PULKERT, P. Implementation of small wind turbine in matlab/simulink (airdolphins z-1000-48). **Technical University of Košice Publications**, p. 1–6, 2020. Accessed: 2025-10-23. Disponível em: <<https://dusan.medved.website.tuke.sk/VEGA/VEGA-1-0372-18/clanky/Urbansky2.pdf>>. Citado 6 vezes nas páginas 8, 43, 44, 46, 55 e 56.

VIAN, Â.; TAHAN, C. M. V.; AGUILAR, G. J. R.; GOUVEA, M. R.; GEMIGNANI, M. M. F. **Energia Eólica: Fundamentos Tecnologia e Aplicações**. [S.l.]: Editora Blucher, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 23.

VICENT, A. **Estudio, análisis y simulación de generadores síncronos de imanes permanentes aplicados a aerogeneradores**. 2010. Tese (Doutorado) — Universitat Politècnica de València, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 31.

WINDPOWER, I. S. **Air Breeze owner's manual. Flagstaff, Arizona**. [S.l.], 2011. Citado 6 vezes nas páginas 16, 17, 19, 25, 28 e 29.

ZOUAGHI, S.; BOUCHAKOUR, S.; BOUZIANE, A.; ELMAGROUD, B.; AMRANI, H.; BENATTOUS, N. Modelling and performance analysis of a hybrid wind-solar-hydrogen energy system for remote areas. **Scientific Reports**, Nature Publishing Group, v. 13, n. 1, p. 1–16, 2023. Acesso em: 25 fev. 2025. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/s41598-023-50692-2>>. Citado na página 39.

Apêndices

APÊNDICE A – CÓDIGO DO MPPT (P&O).

```

1 function D = MPPT(V, I)
2 Dinit = 0.5;           % Valor inicial do duty cycle
3 Dmax = 0.8;           % Valor maximo para o duty cycle
4 Dmin = 0.08;          % Valor minimo para o duty cycle
5 deltaD = 0.000005;   % Incremento para o ajuste de D
6
7 persistent Vold Fold Dold
8 dataType = 'double';
9 if isempty(Vold)
10     Vold = 0;
11     Fold = 0;
12     Dold = Dinit;
13 end
14 p = V * I;           % Potencia instantanea
15 dv = V - Vold;       % Variacao de tensao
16 dP = p - Fold;       % Variacao de potencia
17
18 if dP < 0             % Se a potencia diminui
19     if dv < 0
20         D = Dold - deltaD; % Diminui o duty cycle
21     else
22         D = Dold + deltaD; % Aumenta o duty cycle
23     end
24 else
25     if dv < 0
26         D = Dold + deltaD; % Aumenta o duty cycle
27     else
28         D = Dold - deltaD; % Diminui o duty cycle
29     end
30 end
31 % Garantir que D esteja no intervalo [Dmin, Dmax]
32 if D >= Dmax | D <= Dmin
33     D = Dold;
34 end
35 % Atualiza o das variaveis persistentes
36 Dold = D;
37 Vold = V;
38 Fold = p;
39 end

```

Listing A.1 – Função MPPT (P&O)

APÊNDICE B – SCRIPT DE DIMENSIONAMENTO DO CONVERSOR BOOST.

```

1 Vinmin=6; % minimum out voltage available at rectifier output
2 Vout=12; % DC-DC converter output
3 Po=100; % Power rating of the DC-DC converter
4
5 % Switching frequency (fs)
6 fs=5000;
7
8 % Converter efficiency (n)
9 n=0.95;
10
11 % Duty cycle of the boost converter
12 D = (1 - (Vinmin*n)/Vout);
13
14 % Output current
15 Io = Po / Vout;
16
17 % Input current ripple (dI)
18 Ioriple = 0.2; % 20% of the output current
19 dI = Ioriple * Io * (Vout / Vinmin);
20
21 % Output voltage ripple (dV) – 0.5% of Vout
22 dV = Vout * 0.5 / 100;
23
24 % Inductance value (L)
25 L = (Vinmin * (Vout - Vinmin)) / (dI * fs * Vout);
26
27 % Capacitance value (C)
28 C = (Io * D) / (fs * dV);
29
30 % Minimum load to be applied
31 RL = Vout / Io;

```

Listing B.1 – Dimensionamento do conversor boost