



CONTROLE DE SISTEMA DE MICROGERAÇÃO EÓLICA SIMULADO NA PLATAFORMA TYPHOON HIL

Roni Régis Wisniewski, Rodrigo Trentini, Arthur Garcia Bartsch

Instituto Federal de Santa Catarina

Câmpus Jaraguá do Sul – Rau – Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

e-mail: roni.w@aluno.ifsc.edu.br, rodrigo.trentini@ifsc.edu.br, arthur.bartsch@ifsc.edu.br

Trabalho de Conclusão de Curso – 30/06/2026

Resumo – A análise de sistemas de microgeração eólica é complexa devido à interação entre a turbina, o gerador e os conversores eletrônicos de potência. Compreender o comportamento desses sistemas é importante para avaliar seu desempenho em diferentes condições de operação. Este trabalho teve como objetivo analisar um sistema de microgeração eólica baseado em um gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG) com retificação controlada, utilizando simulações na plataforma Typhoon HIL. Entre os testes realizados, destacam-se: a variação de parâmetros como a velocidade da máquina, velocidade do vento e comprimento da pá, bem como variações de tensão na rede elétrica. Os resultados demonstraram a estabilidade do sistema e permitiram avaliar a influência desses parâmetros sobre a potência gerada e o rendimento do sistema, bem como identificar condições de operação mais adequadas.

Palavras-chave – Geração Distribuída, Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes, Microgeração Eólica, Typhoon HIL.

CONTROL OF A WIND MICROGENERATION SYSTEM SIMULATED ON THE TYPHOON HIL PLATFORM

Abstract – The analysis of wind microgeneration systems is complex due to the interaction between the turbine, the generator, and the power electronic converters. Understanding the behavior of these systems is important for evaluating their performance under different operating conditions. This work aims to analyze a wind microgeneration system based on a Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG) with controlled rectification, using simulations performed on the Typhoon HIL platform. The tests carried out included variations in parameters such as machine speed, wind speed, blade length, and grid voltage. The results demonstrated the stability of the system and allowed the evaluation of the influence of these parameters on the generated power and system efficiency, as well as the identification of more suitable operating conditions.

Keywords – Distributed Generation, Permanent Magnet

Synchronous Generator, Wind Microgeneration, Typhoon HIL.

I. INTRODUÇÃO

A necessidade de reduzir os impactos das alterações climáticas impulsiona a procura mundial por fontes de energia alternativas, principalmente aquelas que combinam baixo impacto ambiental com alta eficiência. Nesse contexto, a energia eólica destaca-se como uma das opções mais importantes para a diversificação da matriz energética global, com grande disponibilidade de recursos e emissões de poluentes praticamente nulas [1] e [2].

A energia eólica é a energia proveniente da movimentação das massas de ar. Por ser uma fonte gratuita e inesgotável, ela tem sido utilizada há muitos anos em aplicações como navegação à vela, bombeamento hídrico, operação de moinhos e, mais recentemente, na produção de eletricidade [3].

Esta última, objeto central deste estudo, expandiu-se nos últimos anos por ser uma fonte de energia mais limpa em comparação a outras matrizes energéticas, ao não liberar gases que prejudicam o equilíbrio térmico da atmosfera durante o funcionamento. Além disso, esta fonte não demanda a ocupação total da área utilizada e apresenta custo de geração reduzido comparado às usinas termelétricas [3].

De acordo com dados do Ministério de Minas e Energia, a capacidade instalada de geração eólica no Brasil passou de 6,183 GW, em junho de 2015, para 33,766 GW em junho de 2025. Esse crescimento corresponde a aproximadamente 446% em dez anos e elevou a participação da fonte eólica para 13,1% da capacidade total de geração instalada do sistema elétrico brasileiro, demonstrando a crescente relevância dessa fonte na matriz energética nacional [4].

Em contraste com a geração eólica de grande porte, a micro e minigeração distribuída (MMGD) eólica apresenta um ritmo de desenvolvimento significativamente mais lento no Brasil. Atualmente, essa modalidade conta com aproximadamente 18 MW de potência instalada, valor bastante reduzido quando comparado com a MMGD solar que possui capacidade instalada de 40.762 MW [4].

Apesar da baixa participação na matriz elétrica nacional, a MMGD eólica apresenta potencial para aplicações específicas, especialmente em locais com disponibilidade adequada de



recursos eólicos [5]. Diante desse cenário, torna-se relevante investigar o comportamento e o desempenho desses sistemas sob diferentes condições de operação, contribuindo para a compreensão de suas características técnicas e para a avaliação de sua aplicação em sistemas de geração distribuída [3].

Devido ao elevado grau de não linearidade presente nos sistemas de geração eólica, especialmente quando considerados os conversores eletrônicos de potência e o controle vetorial em malha fechada, a análise algébrica completa do sistema torna-se complexa. Dessa forma, a utilização de simulações numéricas mostra-se importante para a avaliação do comportamento dinâmico do sistema sob diferentes condições de operação [6].

Este trabalho tem como objetivo analisar um sistema de microgeração eólica composto por um gerador síncrono de ímãs permanentes e retificação controlada, conectado a um barramento CC idealizado por uma fonte ideal, emulando uma conexão ao barramento infinito e simulado na plataforma Typhoon HIL. Estuda-se o impacto da variação de diferentes parâmetros sobre a potência gerada e a eficiência do sistema. A intenção é alterar parâmetros do sistema, como raio da pá, velocidade do vento e velocidade da máquina, a fim de encontrar o melhor conjunto visando a potência elétrica gerada e também verificar o comportamento da máquina em situações de variação da tensão e da potência no barramento.

O trabalho está estruturado da seguinte forma: na Seção II são apresentados os fundamentos teóricos necessários para a compreensão do sistema de geração eólica de pequeno porte. A Seção III descreve a metodologia adotada, incluindo o desenvolvimento do modelo de simulação e as variações paramétricas consideradas. Na Seção IV são apresentados e discutidos os resultados obtidos e, por fim, a Seção V apresenta as conclusões do trabalho.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nessa seção, são apresentados os principais conceitos teóricos da geração eólica com a turbina de eixo horizontal, aproveitamento do vento, funcionamento do gerador, controle do gerador e modelo do inversor utilizado no Typhoon HIL.

A. Geração eólica

A geração de energia eólica é como é chamado o aproveitamento do vento como fonte de energia. Ela baseia-se na conversão da energia das massas de ar em energia útil que pode ser aproveitada.

Quando o fluxo de ar incide sobre as pás da turbina eólica, ocorre uma interação aerodinâmica que gera forças de sustentação e arrasto nas superfícies das pás. Essas forças produzem um torque no eixo do rotor, fazendo com que a turbina gire. Dessa forma, a energia cinética do vento é convertida em energia mecânica de rotação. A rotação produzida pela turbina é transmitida ao gerador por meio de um sistema de acoplamento mecânico. Esse acoplamento tem a função de transferir o torque gerado pelo rotor da turbina para o eixo do gerador, permitindo que a energia mecânica de rotação seja convertida em energia

elétrica [7].

Os sistemas de geração eólica podem ser classificados em quatro categorias principais, denominadas Tipos I, II, III e IV, de acordo com a tecnologia do gerador empregado e a forma de conexão com a rede elétrica. Os sistemas do Tipo I utilizam geradores de indução com rotor em gaiola diretamente conectados à rede elétrica. Os sistemas do Tipo II empregam geradores de indução com rotor bobinado e resistência variável no rotor, permitindo uma faixa limitada de operação em velocidade variável. Os aerogeradores do Tipo III utilizam geradores de indução duplamente alimentados (DFIG – Doubly-Fed Induction Generator), conectados à rede por meio de conversores eletrônicos de potência parcial. Já os sistemas do Tipo IV utilizam geradores conectados à rede exclusivamente através de conversores eletrônicos de potência, possibilitando ampla faixa de operação em velocidade variável e maior flexibilidade de controle [8].

Os primeiros sistemas eólicos eram predominantemente baseados em arquiteturas dos Tipos I e II, operando em regime de velocidade fixa ou com reduzida variação de velocidade. Nesses sistemas, o uso de caixas de engrenagens acopladas ao gerador era necessário para garantir níveis adequados de geração. Nesse tipo de configuração, o gerador é conectado diretamente à rede elétrica por meio de um transformador, fazendo com que sua velocidade de rotação seja definida pela frequência da rede e pelo número de polos da máquina. Como consequência, a turbina é projetada para atingir sua máxima eficiência apenas em uma velocidade específica do vento. Além disso, as variações da velocidade do vento são transmitidas ao sistema na forma de pulsações de torque, o que pode provocar problemas de qualidade de energia e elevar os esforços mecânicos sobre os componentes do conjunto [2].

Uma opção para evitar esses problemas é o uso de sistemas de geradores eólicos com velocidade variável, que são desenvolvidos para alcançar elevada eficiência aerodinâmica ao longo de uma ampla faixa de variação da velocidade do vento. Isso é possível porque esse sistema de geração utiliza um conversor eletrônico de potência entre o gerador e a rede elétrica. Esse conversor desacopla eletricamente a velocidade de rotação do gerador da frequência da rede, permitindo que a turbina opere na velocidade mais adequada para cada condição de vento. Além disso, o conversor realiza o condicionamento da energia gerada, regulando tensão, frequência e fluxo de potência, contribuindo para melhorar a qualidade da energia injetada na rede e reduzir esforços mecânicos no sistema [2].

Nos sistemas eólicos de velocidade variável, os principais tipos de geradores utilizados são o DFIG e o gerador síncrono. Este último pode ser implementado tanto na forma de gerador síncrono de rotor bobinado (WRSG – Wound Rotor Synchronous Generator) quanto como gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG – Permanent Magnet Synchronous Generator) [2].

Para que essa conversão resulte em energia elétrica, é necessário um conjunto de componentes que, de forma

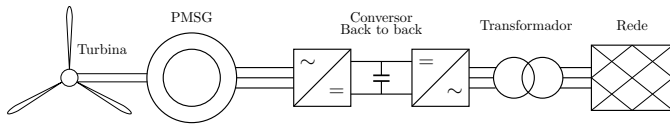
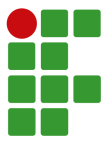


Fig. 1. Arquitetura simplificada de um sistema de geração eólica do Tipo IV baseado em PMSG.

simplificada, pode ser representado por uma turbina eólica, um gerador elétrico, um conversor eletrônico de potência e um sistema de controle associado. A Figura 1 apresenta a arquitetura simplificada de um sistema de geração eólica do Tipo IV baseado em gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG).

Caso seja utilizado o gerador síncrono de ímãs permanentes, a turbina eólica é responsável por converter a energia cinética do vento em energia mecânica de rotação, que normalmente é transmitida diretamente ao eixo do gerador sem o uso de caixas de engrenagem para reduzir a velocidade de giro, visto que esses geradores usualmente possuem elevado número de polos magnéticos. O gerador síncrono de ímãs permanentes converte essa energia mecânica em energia elétrica em corrente alternada de frequência variável, que depende da velocidade de rotação. Em seguida, a energia gerada é processada por um conversor eletrônico de potência, responsável pelo condicionamento da tensão e da frequência, adequando-as aos requisitos da rede elétrica. Por fim, um transformador realiza a adaptação dos níveis de tensão e promove a interligação do sistema com a rede elétrica.

As principais vantagens do PMSG podem ser resumidas em: elevada eficiência e alto rendimento, ausência da necessidade de uma fonte externa para a excitação do campo magnético, melhoria no comportamento térmico do gerador devido à inexistência de perdas associadas ao enrolamento de campo, maior robustez, uma vez que não há componentes mecânicos como anéis coletores, além de menor peso, o que proporciona uma elevada relação potência/peso. Como desvantagem, o conversor de saída precisa processar a potência integral do gerador. Essa desvantagem é mitigada em aplicações de baixa potência [2].

B. Turbina eólica

A relação de velocidade na ponta da pá ou *tip speed ratio* (TSR), representada por λ , expressa a razão entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do vento. Esse parâmetro indica quão rapidamente o rotor gira em comparação ao vento e influencia diretamente o desempenho do sistema. Essa relação é definida por

$$\lambda = \frac{r \omega}{V_w}, \quad (1)$$

em que r é o raio do rotor (distância entre o centro do eixo de rotação da turbina e a extremidade da pá), ω é a velocidade angular da turbina e V_w é a velocidade do vento. Em geral, turbinas eólicas com três pás normalmente operam com TSR entre 6 e 8 [9].

A partir da relação de velocidade, calcula-se o coeficiente

de torque C_T . Esse coeficiente é adimensional e depende principalmente da relação de velocidade na ponta da pá e de algumas constantes que dependem da aerodinâmica das pás, podendo ser expressa por [10]

$$C_T = c_0 + c_1 \lambda + c_2 \lambda^2. \quad (2)$$

Através do valor de C_T , pode-se calcular o torque da turbina T_{tur} , utilizando

$$T_{tur} = \frac{1}{2} \rho \pi r^3 C_T V_w^2, \quad (3)$$

em que ρ é a densidade do ar, adotada como 1,225 kg/m³, valor correspondente às condições padrão ao nível do mar [11].

A relação de velocidade também é utilizada para o cálculo do coeficiente de potência C_P , que representa o perfil aerodinâmico da turbina eólica, conforme definido em [2] que depois é utilizado para o cálculo de potência utilizando o Teorema de Betz.

O Teorema de Betz estabelece o limite máximo teórico de potência que pode ser extraída do vento por uma turbina eólica. Esse princípio mostra que não é possível converter toda a energia cinética do vento em energia mecânica, pois o ar precisa continuar se movendo após atravessar o rotor, caso contrário, o fluxo de ar seria interrompido e não haveria continuidade do escoamento. A dedução do Teorema de Betz é mostrada detalhadamente em [12], e resulta em

$$P_{tur} = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 C_P, \quad (4)$$

em que A é a área varrida pelas pás do aerogerador [13].

C. Gerador síncrono

O funcionamento do gerador síncrono de ímãs permanentes baseia-se na interação entre o campo magnético produzido pelos ímãs do rotor e os enrolamentos trifásicos do estator. Quando o rotor gira, o campo magnético associado aos ímãs varia no espaço em relação aos condutores do estator, provocando a variação do fluxo magnético que os atravessa. De acordo com a lei da indução eletromagnética de Faraday, essa variação de fluxo induz tensões elétricas alternadas nos enrolamentos do estator [14].

Como o campo magnético do rotor possui velocidade angular fixa em relação à rotação mecânica, a frequência da tensão gerada é diretamente proporcional à velocidade de rotação da máquina e inversamente proporcional ao número de polos magnéticos. Dessa forma, a máquina opera de maneira síncrona, isto é, o campo magnético girante e o rotor mantêm a mesma velocidade angular [14].

A velocidade síncrona (N_s) da máquina pode ser obtida por

$$N_s = \frac{120 \cdot f}{P}, \quad (5)$$

em que f é a frequência elétrica da rede e P é o número de polos [14].

A equação da dinâmica de velocidade mecânica do gerador síncrono

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_{tur} - T_e \quad (6)$$

representa a dinâmica mecânica do gerador síncrono e descreve o comportamento da velocidade angular do rotor em função do torque aplicado ao eixo. Nessa expressão, J representa o momento de inércia do conjunto mecânico, ω_m é a velocidade angular mecânica do rotor em rad/s, T_{tur} corresponde ao torque mecânico fornecido pela turbina eólica e T_e representa o torque eletromagnético produzido pela máquina elétrica [15].

A diferença entre o torque mecânico e o torque eletromagnético determina a aceleração ou desaceleração do rotor. Quando $T_{tur} > T_e$, existe torque resultante positivo e a máquina acelera. Por outro lado, quando $T_{tur} < T_e$, o rotor desacelera. Na condição de regime permanente, os torques se equilibram ($T_{tur} = T_e$), fazendo com que a velocidade permaneça constante [16].

Com a realização das transformações de coordenadas dq [2], o PMSG passa a ser representado no sistema $dq0$, com dinâmica das variáveis elétricas dadas por:

$$v_d = R_s i_d - \omega_e L_q i_q + L_d \frac{di_d}{dt}, \quad (7)$$

$$v_q = R_s i_q + \omega_e (L_d i_d + \phi_{pm}) + L_q \frac{di_q}{dt}, \quad (8)$$

em que v_d e v_q representam as tensões nos eixos direto e em quadratura, respectivamente, enquanto i_d e i_q correspondem às correntes nesses mesmos eixos, R_s representa a resistência do estator, ao passo que L_d e L_q correspondem às indutâncias associadas aos eixos direto e em quadratura. A variável ω_e representa a velocidade angular elétrica da máquina e ϕ_{pm} corresponde ao fluxo magnético gerado pelos ímãs permanentes do rotor [2], o circuito equivalente do gerador em transformada dq é mostrado na Figura 2.

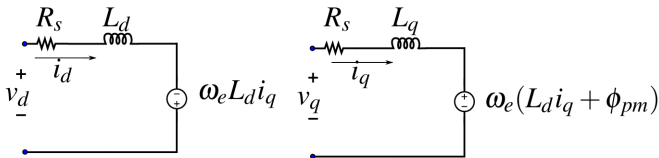


Fig. 2. Circuito equivalente do gerador em transformada dq [6].

Com isso, o cálculo da potência elétrica pode ser obtido por

$$P_e = \frac{3}{2} (v_q i_q + v_d i_d) \quad (9)$$

conforme deduzido em [2].

D. Retificador trifásico bidirecional

Devido à variação da velocidade do vento, a máquina elétrica opera com velocidade e frequência de geração também variáveis.

Para permitir a conexão da energia gerada à rede elétrica, torna-se necessária a utilização de um sistema de conversão eletrônica de potência. Inicialmente, a tensão alternada de frequência variável é convertida em tensão contínua por meio de um estágio de retificação (CA-CC), em seguida, um estágio de inversão (CC-CA) é responsável por gerar uma tensão alternada com frequência e fase controladas, sincronizadas com a rede elétrica [6].

O conjunto formado pelos estágios de retificação e inversão é conhecido como conversor *back-to-back*. Neste trabalho, o foco será direcionado apenas até a parte do barramento CC, sem a parte de conexão com a rede elétrica trifásica [17].

O retificador trifásico bidirecional consiste em uma ponte trifásica totalmente controlada, composta por seis interruptores eletrônicos de potência, responsável pela conversão da energia em corrente alternada proveniente do gerador para um barramento em corrente contínua. É importante que esse conjunto seja bidirecional, pois, durante a partida da máquina, é necessário operar a máquina síncrona como motor, de modo a estabelecer as condições iniciais de rotação. Após essa etapa, o fluxo de potência é invertido, permitindo que a energia mecânica convertida em energia elétrica seja transferida do gerador para o barramento CC e posteriormente às demais etapas do sistema de conversão.

Seu funcionamento baseia-se no chaveamento controlado desses interruptores, cujos estados definem as tensões aplicadas às fases do sistema trifásico, possibilitando o controle das correntes e do fluxo de potência. Trata-se de uma estrutura que requer o emprego de técnicas de modulação para transformar as referências contínuas provenientes dos controladores em sinais adequados de acionamento.

Dentre as técnicas mais utilizadas, destaca-se a modulação por largura de pulso (PWM), responsável pela síntese de tensões trifásicas controladas. Dessa forma, por meio de estratégias de controle em malha fechada associadas à modulação dos interruptores, o retificador é capaz de regular a tensão do barramento CC e adequar a transferência de potência do gerador às etapas seguintes do sistema de conversão de energia [6].

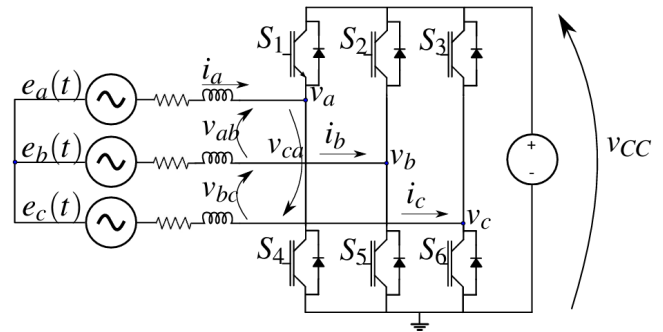
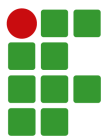


Fig. 3. Estrutura do retificador trifásico bidirecional, adaptado de [6].

O retificador trifásico bidirecional é mostrado na Figura 3, em que pode-se observar as seis chaves bem como a conexão com



as três fases da máquina síncrona e com o barramento CC.

As chaves do conversor são organizadas em três pares complementares: S1–S4 correspondem à fase *a*, S2–S5 à fase *b* e S3–S6 à fase *c*. Em cada par, os interruptores operam de forma complementar, isto é, quando um está conduzindo o outro permanece bloqueado, de maneira independente dos demais pares. O acionamento dessas chaves é realizado por sinais de modulação por largura de pulso (PWM). A corrente no barramento contínuo corresponde à soma das correntes provenientes de cada fase, sendo expressa por

$$i_{cc} = S_{1i_a} + S_{2i_b} + S_{3i_c}. \quad (10)$$

E. Sistema de controle

Os sistemas de controle têm como objetivo regular o comportamento de sistemas dinâmicos, garantindo que suas saídas atendam a requisitos previamente estabelecidos. Para isso, torna-se fundamental a obtenção de modelos matemáticos que representem adequadamente a dinâmica do sistema físico envolvido. Esses modelos permitem a aplicação de ferramentas para o estudo do desempenho, estabilidade e resposta do sistema, de modo que os resultados obtidos representem satisfatoriamente o comportamento real do sistema [18].

Com a utilização de geradores síncronos para geração eólica, torna-se necessário o emprego de um sistema de controle para assegurar o adequado funcionamento do PMSG. Esse sistema de controle deve ser capaz de controlar a dinâmica mecânica associada à velocidade de rotação da máquina, bem como o controle do fluxo de potência (através da corrente elétrica), permitindo a motorização da máquina no momento de partida e a estabilização dos valores de tensão e frequência na saída do conversor, além de manter a estabilidade do sistema diante de situações como variações de parâmetros, como a velocidade do vento ou a potência da rede [2].

O controle vetorial é aplicado ao conversor que conecta o PMSG ao barramento CC. Em termos resumidos, o bloco implementa duas malhas de controle, um para velocidade e um para corrente, no referencial síncrono *dq*, estratégia amplamente empregada em sistemas eólicos com gerador síncrono a ímãs permanentes [19].

As correntes trifásicas medidas são convertidas do sistema *abc* para o referencial síncrono *dq* por meio da Transformada de Park. Essa transformação permite desacoplar o controle das componentes de fluxo e torque, simplificando o controle da máquina. Em seguida, a malha externa de velocidade compara a velocidade medida com a referência e gera a corrente de referência do eixo *q*, responsável pelo controle do torque eletromagnético. A malha interna de corrente regula as correntes *i_d* e *i_q* por meio de controladores PI, produzindo as tensões de referência no referencial síncrono. Essas tensões são então reconvertidas para o sistema trifásico e normalizadas para gerar os sinais de modulação PWM do conversor, permitindo controlar o fluxo de potência entre a máquina e o barramento CC [2].

TABELA I

Parâmetros da turbina e do gerador

Símbolo	Parâmetro	Valor
P_{tur}	Potência nominal	1,2 kW
r	Raio do rotor	2,85 m
R_s	Resistência do estator	16 Ω
L_s	Indutância do estator	18 mH
P	Número de polos	36
ϕ_{pm}	Fluxo induzido pelos ímãs	0,6366 Wb
J	Momento de inércia	0,26 kg m ²

III. METODOLOGIA

Nesta seção, detalha-se o processo de elaboração do arquivo de simulação utilizado na plataforma Typhoon HIL, bem como a organização das conexões entre os blocos que compõem o sistema e a definição dos parâmetros adotados na planta. Inicialmente, foi desenvolvida a modelagem do sistema de geração eólica, contemplando as equações de conversão de energia da turbina, o gerador síncrono a ímãs permanentes, o conversor eletrônico de potência e o barramento em corrente contínua. Em seguida, implementaram-se as estratégias de controle necessárias ao acionamento e à regulação das grandezas elétricas e mecânicas do sistema.

A. Dados da máquina

Os parâmetros mecânicos e elétricos utilizados nas simulações foram obtidos a partir de uma máquina de potência nominal de 1,2 kW fabricada pela Enersud, sendo alguns dados fornecidos pelo fabricante e outros obtidos por testes práticos. Os dados do gerador são mostrados na Tabela I.

Os valores das constantes aplicados para o cálculo da equação (2) foram de $C_0 = 2,25 \cdot 10^{-2}$, $C_1 = 2,18 \cdot 10^{-2}$ e $C_2 = -0,23 \cdot 10^{-2}$, conforme obtidos de [20].

B. Controle do sistema

Existem diversas técnicas para a determinação aproximada dos ganhos de controladores, bem como recomendações que contribuem para tornar essa escolha mais eficiente. Entretanto, não é objetivo deste estudo a otimização da resposta transitória ou a análise detalhada do desempenho dinâmico da máquina. Busca-se apenas garantir que o sistema opere de forma estável em regime permanente, mantendo os valores de torque e velocidade próximos às referências estabelecidas. Dessa forma, adotou-se um sistema de controle simples, suficiente para assegurar o comportamento adequado da máquina durante a operação.

Foi implementada uma compensação não linear nas equações de controle em referencial *dq*. Essa estratégia promove o desacoplamento das correntes *i_d* e *i_q*, permitindo que os controladores PI atuem sobre uma dinâmica aproximadamente linear e melhorem o desempenho do controle vetorial [2].

Os ganhos do controlador foram determinados de maneira heurística, por meio de ajustes sucessivos realizados durante as

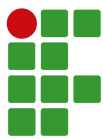


TABELA II
Ganhos aplicados no controlador

Variável	k_p	k_i
i_d	200	1
i_q	200	1
ω_e	8	50

simulações e são mostrados na Tabela II, não sendo objetivo deste trabalho realizar uma análise aprofundada de métodos de sintonia de controladores. O Apêndice B mostra a programação completa utilizada no bloco de controle no Typhoon HIL.

C. Typhoon HIL

O Typhoon HIL 404 foi empregado para a modelagem e simulação em tempo real do sistema de geração eólica, possibilitando a representação integrada dos fenômenos mecânicos e elétricos envolvidos no processo de conversão de energia. A utilização dessa plataforma deve-se à sua capacidade de executar simulações com elevada velocidade, permitindo a modelagem da planta com passo de simulação da ordem de 200 ns, enquanto o sistema de controle opera com período de amostragem de 100 μ s. Essa característica possibilita representar adequadamente a dinâmica rápida dos conversores eletrônicos de potência e dos chaveamentos PWM, ao mesmo tempo em que permite a implementação das estratégias de controle em tempo real. Dessa forma, o ambiente possibilitou analisar o comportamento dinâmico do sistema sob diferentes condições de operação, incluindo variações da velocidade do vento e perturbações elétricas.

D. Retificador bidirecional

No controle do sistema, considerou-se a estratégia de motorização da máquina síncrona, necessária para a partida e para o acompanhamento da referência de velocidade. Como a máquina não possui capacidade de partir diretamente, foi adotado o uso de um retificador trifásico bidirecional, capaz de permitir o fluxo de potência em ambos os sentidos.

Dessa forma, durante a inicialização do sistema, o conversor opera no modo de acionamento, promovendo a injeção controlada de corrente no estator da máquina. Nessa condição, a máquina passa a operar temporariamente como motor elétrico, consumindo potência da rede para produzir torque eletromagnético positivo no eixo, suficiente para vencer a inércia do conjunto mecânico e acelerar o rotor até a velocidade de referência estabelecida.

Após atingir a velocidade desejada, o fluxo de potência é invertido e o sistema passa a operar em modo de geração. Essa abordagem foi adotada com o objetivo de garantir condições adequadas de partida, estabilidade operacional e rastreamento da velocidade de referência durante as simulações.

E. Testes

Com o objetivo de analisar a influência da área varrida pelo rotor e da velocidade do vento sobre a potência gerada e o

rendimento do sistema de conversão de energia, foram realizados testes considerando três diferentes comprimentos de pás para o aerogerador, sendo eles 1,75 m, 2,15 m e 2,85 m. As simulações foram executadas com velocidades do vento variando entre 6 e 10 m/s e a velocidade de rotação da máquina fixa em 200 rpm.

É importante destacar que a variação da velocidade do vento utilizada nas simulações não reproduz o comportamento estocástico observado em condições reais de operação, mas foi controlada e efetuada por transições do tipo rampa, para fins de análise das características dinâmicas e de regime permanente da máquina e que não foi aplicada nenhuma estratégia de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT).

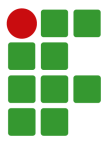
Após a estabilização do sistema nos valores de referência estabelecidos, registrou-se os dados de potência mecânica, potência ativa, potência reativa, potência aparente, rendimento e torque, permitindo avaliar o comportamento do gerador sob diferentes condições de operação.

Após a análise dos resultados iniciais, verificou-se que a condição com raio de rotor de 2,15 m e velocidade do vento de 7 m/s apresentou altos valores de potência gerada e rendimento entre as combinações testadas. Além disso, essa condição permitiu operar próxima da potência nominal da máquina sem ultrapassar seus limites operacionais. Por esse motivo, esse ponto foi adotado como condição de referência para os testes subsequentes, nos quais se realizou a variação da velocidade de rotação com o objetivo de avaliar a influência desse parâmetro. Foram realizados testes com a velocidade da máquina variando entre 100 e 250 rpm.

Em um novo teste com as características de raio de rotor de 2,15 m, velocidade inicial de vento de 7 m/s e com a velocidade da máquina fixa em 200 rpm, foi feita a variação da velocidade do vento após a estabilização da máquina para verificar a estabilidade da máquina diante de perturbações. A velocidade da máquina, que inicialmente estava em 7 m/s, foi alterada para 8 m/s e, após a estabilização, foi alterada para 6 m/s.

IV. AVALIAÇÃO NUMÉRICA DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Inicialmente, realizaram-se testes para verificar o funcionamento do sistema de geração eólica modelado no Typhoon HIL. O Apêndice A apresenta o esquemático completo do sistema simulado. Observou-se que a estratégia de motorização permitiu a partida adequada da máquina síncrona e permitiu que o rotor atingisse os valores de velocidade e torque de referência estabelecidos, o que demonstra o adequado funcionamento do sistema de controle. Durante a aceleração, o retificador bidirecional inicialmente consumiu potência da rede para fornecer torque à máquina. À medida que a velocidade de referência era atingida, ocorreu a inversão do fluxo de potência e o sistema passou ao modo de geração, fornecendo potência ativa ao barramento CC. Na Figura 4 pode-se observar que inicialmente o torque e a potência da máquina iniciam de forma positiva e depois se tornam negativos, indicando a transição da



operação como motor (na partida) para operação como gerador (em regime permanente).

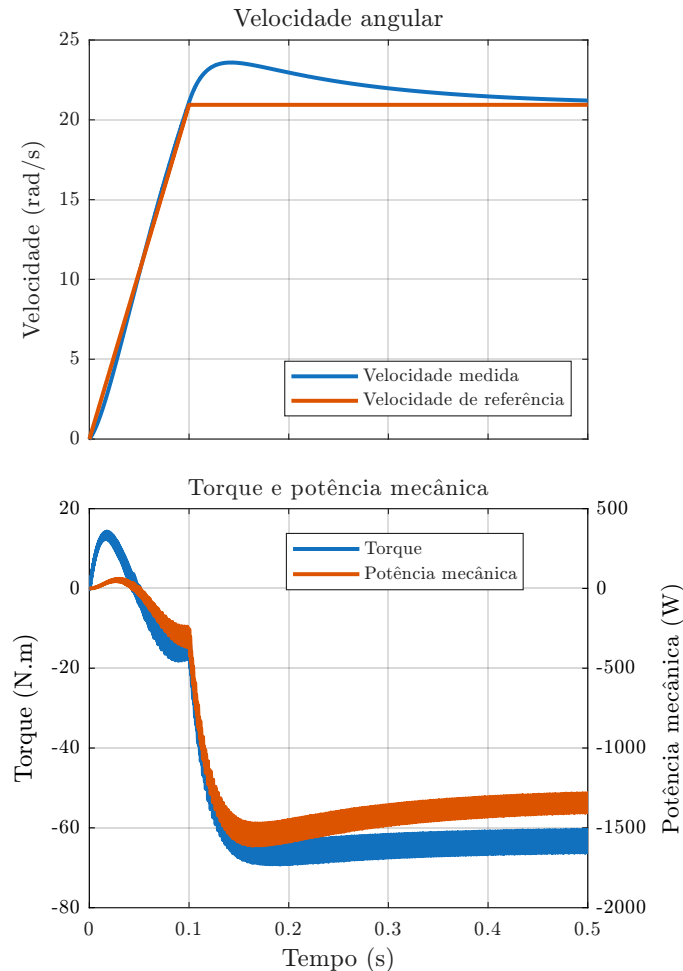


Fig. 4. Resposta da velocidade, torque e potência mecânica durante a partida da máquina.

Com a velocidade da máquina definida para 200 rpm, os testes avaliaram diferentes velocidades de vento e dimensões das pás do aerogerador. A partir das simulações, obtiveram-se os valores de torque e potências, e plotaram-se os gráficos da Figura 5, o rendimento indicado nos gráficos e o resultado da divisão da potência ativa pela potência mecânica.

Observou-se que o aumento da velocidade do vento resultou em maior geração de potência ativa, comportamento esperado devido ao aumento da energia cinética disponível nas massas de ar. Além disso, rotores com maiores raios apresentaram maior capacidade de geração, uma vez que a área varrida pelas pás também aumenta, permitindo maior aproveitamento da energia do vento.

Verificou-se também o aumento da potência reativa com a elevação da velocidade do vento, principalmente nas condições de maior potência gerada. Tornando-se mais significativo em condições com alta velocidade e raio das pás.

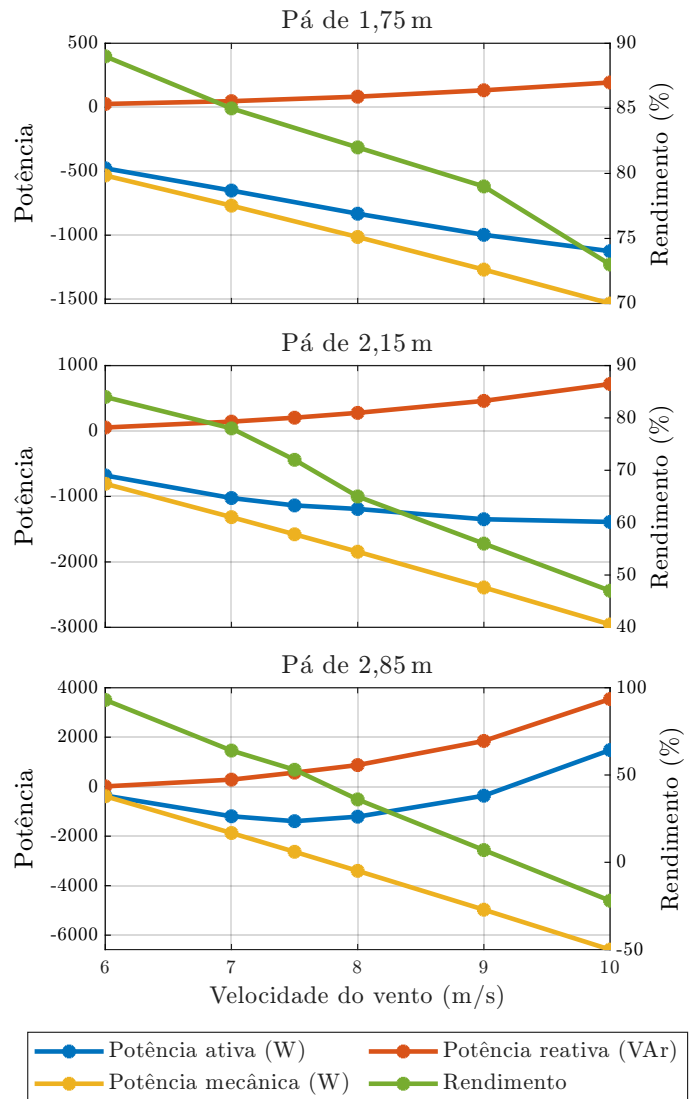
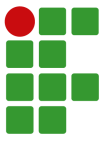


Fig. 5. Influência da velocidade do vento sobre as potências ativa, reativa, mecânica e o rendimento para diferentes raios de pá.

Em relação ao rendimento, observou-se que os maiores valores ocorreram nas menores velocidades de vento analisadas. À medida que a velocidade do vento aumentou, verificou-se uma redução gradual da eficiência do sistema, comportamento mais acentuado nos rotores de maior diâmetro. Isso ocorre porque o aumento da potência mecânica fornecida pela turbina tende a acelerar a máquina acima da velocidade de referência estabelecida. Para evitar esse comportamento, o controlador atua impondo um torque contrário ao sentido de giro, fazendo com que a máquina opere em uma condição de frenagem elétrica. Dessa forma, parte da energia disponível é utilizada para manter a velocidade controlada. Dessa forma, embora velocidades mais elevadas de vento proporcionem maior geração de potência, o crescimento das perdas faz com que o rendimento global do sistema seja reduzido.

O torque eletromagnético para $i_d = 0$ é dado por $T_e = K_t i_q$,



em que $K_t = \frac{3}{2}p\phi_{pm}$ é a constante da máquina. O rendimento eletromecânico, considerando as perdas no cobre e considerando $T_e = T_{tur}$, portanto desconsiderando as perdas mecânicas, pode ser aproximado por:

$$\eta \leq \frac{P_e}{P_{mec}} = \frac{\omega_m T_{tur} - \frac{3}{2}R_s i_q^2}{\omega_m T_{tur}} = 1 - \left(\frac{3R_s}{2\omega_m K_t^2} \right) T_{tur} \quad (11)$$

Esta equação demonstra que o rendimento obedece a uma relação decrescente com o aumento do torque. Logo, o rendimento máximo global ocorre, paradoxalmente, nas menores extrações de torque mecânico, onde as perdas ôhmicas são pouco significativas, isso foi verificado na prática nos gráficos de rendimento da Figura 5.

Já a máxima potência elétrica absoluta ($P_{e,max}$) extraível para uma dada rotação é encontrada derivando a expressão de P_e em relação ao torque e igualando a zero, o que resulta no conjugado ótimo e na respectiva potência de pico [21]:

$$T_{tur(Pmax)} = \frac{\omega_m K_t^2}{3R_s} \quad (12)$$

$$P_{e,max} = \frac{\omega_m^2 K_t^2}{6R_s} \quad (13)$$

Para o rotor de 2,85 m operando com velocidade de vento de 10 m/s, observou-se comportamento inadequado do sistema, caracterizado por rendimento negativo e elevado consumo de potência reativa, indicando operação distante da condição nominal da máquina. Matematicamente, isso ocorre porque a perda $\frac{3}{2}R_s I_g^2$, superou a potência convertida $\frac{3}{2}\omega_e \phi_{pm} I_g$. Dessa forma, o sistema passa a operar fora da sua região de viabilidade térmica e elétrica, uma vez que as perdas tornam-se superiores à potência efetivamente convertida. O elevado nível de potência mecânica fornecido pela turbina exigiu maior atuação do conversor e do sistema de controle para manter a velocidade de referência, resultando em maiores correntes elétricas e, consequentemente, em maior circulação de potência reativa. Esse comportamento contribuiu para o aumento das perdas e para a redução do rendimento.

A potência reativa no referencial síncrono pode ser calculada pela equação [22]

$$Q = \frac{3}{2}(v_q i_d - v_d i_q) \quad (14)$$

Substituindo a condição $i_d = 0$ e a tensão do eixo direto em regime permanente (7), tem-se:

$$Q = -\frac{3}{2}v_d i_q = -\frac{3}{2}(-\omega_e L_q i_q) i_q = \frac{3}{2}\omega_e L_q i_q^2 \quad (15)$$

Isso demonstra que, ao adotar a estratégia de $i_d = 0$, a demanda de potência reativa da máquina cresce quadraticamente com a corrente formadora de torque, justificando a elevação nas curvas simuladas para ventos mais fortes.

Ainda no rotor de 2,85 m com velocidade de vento de 10 m/s, observa-se que a potência ativa da máquina se tornou positiva, indicando sua operação como motor, o sistema passou a consumir potência ativa para manter o controle da velocidade e da estabilidade do sistema. A inércia da máquina foi mantida constante em todas as condições testadas, conforme o valor obtido em teste prático. No entanto, ela sofreria variações com a mudança do raio da pá, além de mudanças nos coeficientes de vento.

A máxima potência elétrica líquida que o sistema consegue efetivamente injetar no barramento CC (considerando o impacto de R_s) é obtida maximizando a função de potência ativa gerada ($P_{gen} = -P_e$):

$$P_{gen}(I_g) = \frac{3}{2}\omega_e \phi_{pm} I_g - \frac{3}{2}R_s I_g^2 \quad (16)$$

Derivando em relação a I_g e igualando a zero, localiza-se o vértice da parábola de transferência de potência:

$$\frac{dP_{gen}}{dI_g} = \frac{3}{2}\omega_e \phi_{pm} - 3R_s I_g = 0 \implies I_{g(Pmax)} = \frac{\omega_e \phi_{pm}}{2R_s} = 7,77 \text{ A} \quad (17)$$

A máxima potência elétrica extraível para a velocidade de 200 rpm é de:

$$P_{gen,max} = \frac{3}{2}(248,81 \cdot 7,77) - \frac{3}{2}(16 \cdot 7,77^2) \approx 1451 \text{ W} \quad (18)$$

Conclui-se que, para este conjunto de parâmetros, o aproveitamento máximo do sistema ocorre com torque de 143 N.m, na qual o gerador fornece 1451 W líquidos. Tentar operar com valores de torque maiores, como no caso da pá de 2,85 m com vento de 10 m/s, sem alterar a velocidade mecânica de referência de 200 rpm satura a capacidade térmica do estator por perdas ôhmicas, invalidando a viabilidade de geração do sistema. Contudo, considerando (11), o rendimento da máquina no ponto de máxima potência elétrica seria de 51,6%.

A partir dos resultados obtidos nos testes iniciais, verificou-se que a condição com velocidade de vento de 7 m/s e rotor com raio de 2,15 m apresentou comportamento adequado para a operação do sistema, fornecendo potência próxima ao valor nominal da máquina e um alto valor de rendimento. Dessa forma, essa condição foi adotada como ponto de operação de referência para os testes subsequentes, nos quais foi realizada a variação da velocidade de rotação da máquina com o objetivo de analisar a influência desse parâmetro no desempenho do sistema. O Resultado desses testes é mostrado nos gráficos da Figura 6.

Em baixas velocidades de rotação, o sistema apresentou reduzido rendimento, uma vez que a potência mecânica disponível resulta em elevado torque e maiores correntes elétricas no estator. Observa-se que o rendimento aumenta para altos valores de velocidade.

Em velocidades mais elevadas de rotação, observa-se a redução do torque mecânico desenvolvido pela turbina. Esse

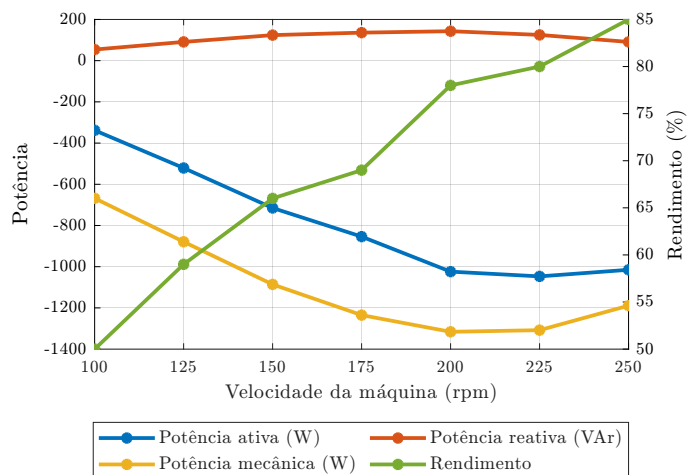
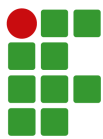


Fig. 6. Influência da velocidade de rotação da máquina sobre as potências ativa, reativa, mecânica e o rendimento para pá de 2,15 m e vento de 7 m/s.

comportamento ocorre porque, para uma mesma velocidade de vento, o aumento da velocidade angular do rotor provoca a redução da razão entre a velocidade do vento e a velocidade periférica das pás, alterando a relação de velocidade de ponta de pá (*tip speed ratio* — TSR). Como consequência, o torque da turbina diminui, reduzindo o torque e a potência mecânica disponível no eixo.

A potência reativa permaneceu relativamente baixa em comparação à potência ativa, não apresentando muita variação com a alteração da velocidade da máquina.

Com o objetivo de avaliar a estabilidade do sistema frente a perturbações externas, realizou-se a simulação da variação da velocidade do vento durante a operação. O resultado dessas simulações são mostrados nas Figura 7.

Na Figura 7, em 2 s, foi aplicada uma perturbação correspondente ao aumento da velocidade do vento para 8 m/s, provocando a elevação do torque mecânico fornecido pela turbina. O sistema de controle respondeu adequadamente à perturbação e manteve a estabilidade da velocidade da máquina. Posteriormente, em 4 s, a velocidade do vento foi reduzida para 6 m/s, ocasionando a diminuição do torque mecânico e da potência disponível no eixo.

Após a aplicação da perturbação correspondente ao aumento da velocidade do vento, em 2 s, verificou-se na velocidade da máquina um sobrepasse de 5,48%, com rápida correção pelo sistema de controle. De forma semelhante, após a redução da velocidade do vento, em 4 s, ocorreu um subpasse de 10,7%, seguido do retorno à condição de regime permanente. Em ambos os casos, o sistema restabeleceu a velocidade de referência em após aproximadamente 0,3 s, demonstrando a capacidade do controlador em rejeitar perturbações associadas às variações da potência mecânica fornecida pela turbina.

Observa-se também que as correntes e tensões no referencial dq acompanharam as variações da potência mecânica fornecida pela turbina. A corrente i_q apresentou alterações associadas à

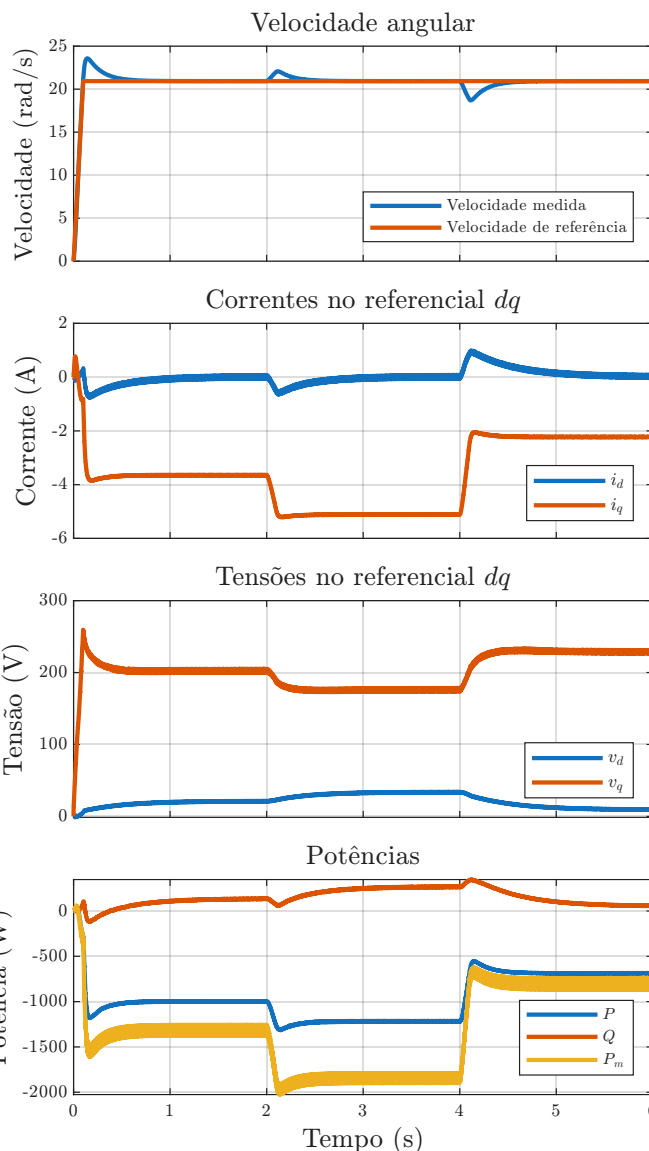


Fig. 7. Resposta dinâmica do sistema à variação da velocidade do vento.

regulação do torque, enquanto i_d permaneceu próxima do valor de referência. As tensões v_d e v_q apresentaram variações após as perturbações aplicadas, resultantes da atuação dos controladores de corrente para manter o sistema em operação estável.

A tensão aplicada ao barramento CC foi de 540 V. Nos testes de perturbação, realizou-se inicialmente um aumento de 30% em relação ao valor nominal da tensão e, posteriormente, uma redução de 30%, com o objetivo de avaliar o comportamento dinâmico do sistema frente às variações da tensão do barramento. Os resultados obtidos nessas simulações podem ser observados na Figura 8.

Observa-se que as variações da tensão do barramento CC provocaram alterações transitórias nas grandezas elétricas e mecânicas do sistema. No instante de 1 s, quando a tensão foi elevada em 30% em relação ao valor nominal, verificou-se um

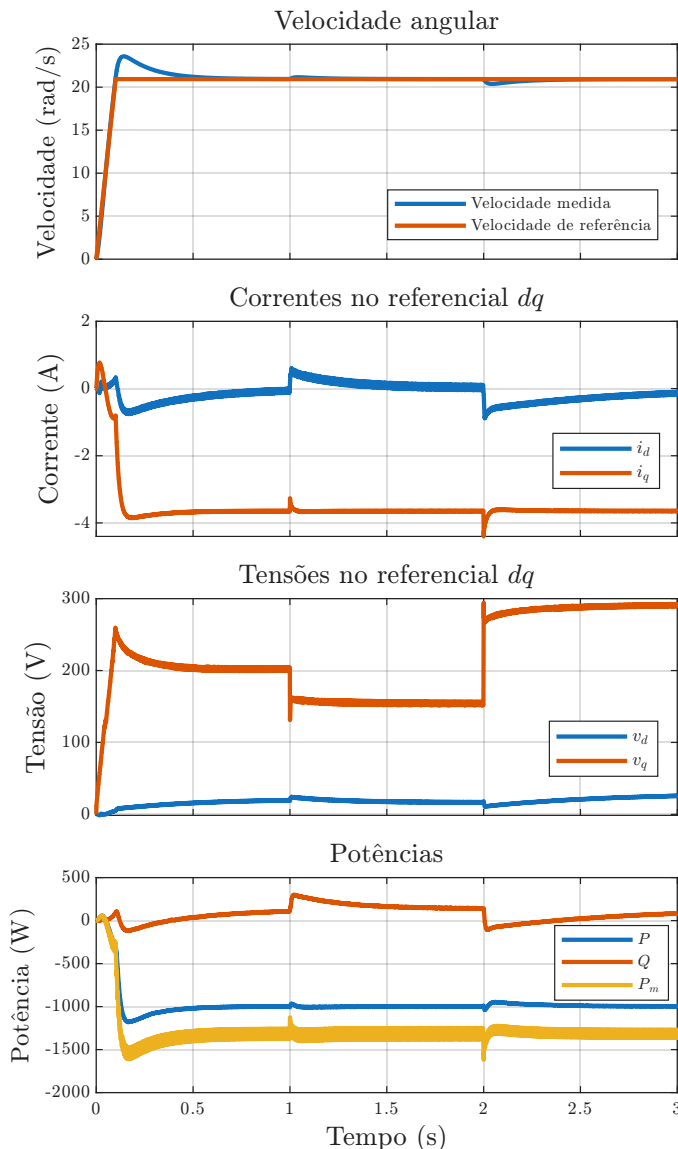
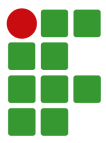


Fig. 8. Resposta dinâmica do sistema às variações da tensão do barramento CC.

aumento temporário da potência reativa e pequenas alterações na potência ativa e na potência mecânica. De forma análoga, em 2 s, a redução de 30% da tensão produziu novos transitórios nas potências, com comportamento oposto ao observado na primeira perturbação. Em ambos os casos, as oscilações permaneceram limitadas e não comprometeram o desempenho do sistema.

As correntes e tensões no referencial dq também apresentaram pequenas alterações durante as variações da tensão do barramento CC. Entretanto, todas as grandezas retornaram rapidamente aos valores de regime permanente, confirmando a estabilidade do sistema e a eficácia da estratégia de controle empregada.

A velocidade da máquina permaneceu próxima ao valor de referência durante todo o ensaio, apresentando apenas pequenos

desvios transitórios após as variações da tensão do barramento. Após o aumento da tensão, em 1 s, observou-se um sobrepasso de aproximadamente 1,0% em relação ao valor de referência. Já após a redução da tensão, em 2 s, ocorreu um subpasso de 2,7%. Em ambos os casos, o sistema retornou ao regime permanente após aproximadamente 0,1 s, demonstrando que as variações da tensão do barramento produziram apenas efeitos transitórios de pequena magnitude sobre a velocidade da máquina.

V. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou o estudo de um sistema de microgeração eólica baseado em um gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG) associado a um retificador trifásico bidirecional, modelado e simulado na plataforma Typhoon HIL. O objetivo principal consistiu em analisar o comportamento do sistema sob diferentes condições de operação, avaliando a influência de parâmetros como velocidade do vento, raio das pás do aerogerador, velocidade de rotação da máquina e perturbações aplicadas ao barramento CC.

A análise dos parâmetros da turbina evidenciou que o aumento da velocidade do vento e do raio das pás resulta em maior potência mecânica disponível e, consequentemente, maior capacidade de geração. Entretanto, verificou-se que condições de operação mais severas podem levar ao aumento das perdas, da potência reativa e da atuação do sistema de controle, reduzindo o rendimento do sistema. Em particular, observou-se que a combinação de velocidade do vento de 10 m/s e raio de pá de 2,85 m levou a uma condição de operação inadequada, caracterizada pela transição da máquina para o modo motorizado e pela degradação do rendimento.

Entre as condições avaliadas, a operação com velocidade do vento de 7 m/s e raio de pá de 2,15 m apresentou resultados satisfatórios, permitindo que a máquina operasse próxima à sua potência nominal com elevado rendimento. Essa condição foi utilizada como referência para os testes adicionais de variação da velocidade da máquina e de perturbações externas.

Do ponto de vista metodológico, a utilização da plataforma Typhoon HIL mostrou-se adequada para a análise do sistema estudado, permitindo representar com elevado detalhamento os fenômenos associados ao gerador, aos conversores eletrônicos de potência e às estratégias de controle implementadas.

Como principais dificuldades encontradas, destacam-se a modelagem integrada dos subsistemas mecânico, elétrico e de controle, bem como a definição de parâmetros e ganhos de controle capazes de garantir operação estável em toda a faixa de testes considerada. Apesar dessas dificuldades, o trabalho possibilitou ampliar o conhecimento sobre sistemas de geração eólica de pequeno porte, controle vetorial aplicado a geradores síncronos de ímãs permanentes e utilização de plataformas de simulação em tempo real.

Como continuidade deste trabalho, sugere-se a realização de estudos considerando velocidades de rotação superiores às avaliadas nesta pesquisa, permitindo investigar o



comportamento do sistema em condições de maior potência e verificar os limites operacionais do conjunto gerador-conversor. Também podem ser exploradas estratégias de controle mais avançadas, incluindo diferentes métodos de sintonia dos controladores e técnicas, visando aprimorar o desempenho dinâmico e a rejeição de perturbações. Além disso, recomenda-se o desenvolvimento e a implementação do estágio inversor do conversor back-to-back, possibilitando a análise completa da conexão do sistema à rede elétrica.

Por fim, conclui-se que os objetivos propostos foram alcançados, uma vez que foi possível modelar, controlar e analisar o comportamento de um sistema de microgeração eólica em diferentes condições de operação, identificando os fatores que influenciam sua potência gerada, rendimento e estabilidade.

REFERÊNCIAS

- [1] P. E. d. L. Santos, F. J. C. Araújo, “O desenvolvimento da energia eólica no Brasil: Uma revisão bibliográfica”, *Revista Ibero-Americana de Humanidades, Ciências e Educação*, vol. 9, no. 6, pp. 2–5, jun 2023, URL: <https://periodicorease.pro.br/rease/article/view/10487/4355>.
- [2] T. A. Bernardes, *Análise e controle de gerador síncrono a ímã permanente aplicado a sistema de conversão de energia eólica*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, 2009.
- [3] Ângelo Vian, C. M. V. Tahan, G. J. R. Aguilar, M. R. Gouvea, M. M. F. Gemignani, *Energia eólica: fundamentos, tecnologia e aplicações*, 1 ed., Blucher, São Paulo, 2021.
- [4] *Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro*, Brasil, Ministério de Minas e Energia, Secretaria Nacional de Energia Elétrica, Departamento de Desempenho da Operação do Sistema Elétrico, Brasília, Jun. 2025.
- [5] S. O. Ani, H. Polinder, J. A. Ferreira, “Comparison of Energy Yield of Small Wind Turbines in Low Wind Speed Areas”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 42–49, 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2197426.
- [6] C. R. Scalabrin, *Estudo do gerador síncrono de ímãs permanentes para uso em geração eólica*, Trabalho de conclusão de curso, Universidade do Estado de Santa Catarina, 2016.
- [7] M. H. Rashid, *Eletrônica de potência - Dispositivos, circuitos e aplicações*, 4 ed., Pearson, São Paulo, 2014.
- [8] A. A. F. de Moura, H. T. Q. Lemos, A. M. F. Filho, A. P. de Moura, V. de P. B. Aguiar, “Influência da interconexão de turbinas eólicas tipos I, II, III e IV em parâmetros da capacidade de hospedagem de sistemas de distribuição”, *Revista Eletrônica de Engenharia Elétrica e Engenharia Mecânica*, vol. 1, no. 1, pp. 9–19, 2019.
- [9] M. Ragheb, A. M. Ragheb, “Wind Turbines Theory – The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio”, in R. Cariveau, ed., *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*, InTech, 2011, doi:10.5772/21398, URL: <https://www.intechopen.com/chapters/16242>.
- [10] M. Malinowski, A. Milczarek, R. Kot, Z. Goryca, J. T. Szuster, “Optimized Energy-Conversion Systems for Small Wind Turbines: Renewable energy sources in modern distributed power generation systems”, *IEEE Power Electronics Magazine*, vol. 2, no. 3, pp. 16–30, 2015, doi:10.1109/MPEL.2015.2447631.
- [11] M. Kuschke, K. Strunz, “Energy-Efficient Dynamic Drive Control for Wind Power Conversion With PMSG: Modeling and Application of Transfer Function Analysis”, *Emerging and Selected Topics in Power Electronics, IEEE Journal of*, vol. 2, pp. 35–46, 03 2014, doi:10.1109/JESTPE.2013.2293632.
- [12] G. Tibola, *Sistema eólico de pequeno porte para geração de energia elétrica com rastreamento de máxima potência*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2009.
- [13] A. J. Balbino, B. d. S. Nora, T. B. Lazzarin, “An Improved Mechanical Sensorless Maximum Power Point Tracking Method for Permanent-Magnet Synchronous Generator-Based Small Wind Turbines Systems”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 69, no. 5, pp. 4765–4775, 2022, doi:10.1109/TIE.2021.3084176.
- [14] A. E. F. e Charles Kingsley, *Máquinas Elétricas*, 7 ed., AMGH Editora, São Paulo, 2014.
- [15] D. A. Caixeta, *Modelagem e análise dinâmica de um sistema de conversão de energia eólica dotado de gerador síncrono de ímã permanente utilizado a plataforma ATP*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, 2014.
- [16] C. C. de Pesquisas de Energia Elétrica, “Dinâmica do Rotor da Máquina Síncrona”, *Anatem*, 2026, URL: <https://dre.cepel.br/manual/anatem/introducao/teoria.html>.
- [17] A. Prévost, V. Léchappé, R. Delpoux, X. Brun, “A Robust Mechanical Sensorless Control Strategy for Active Rectification of Small Wind Turbines”, *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 34, no. 2, pp. 747–758, 2026, doi: 10.1109/TCST.2025.3640708.
- [18] K. Ogata, *Engenharia de Controle Moderno*, 5 ed., PEARSON, São Paulo, 2014.
- [19] J. M. Guerrero, C. Lumberras, D. D. Reigosa, P. Garcia, F. Briz, “Control and Emulation of Small Wind Turbines Using Torque Estimators”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 5, pp. 4863–4876, 2017, doi:10.1109/TIA.2017.2708027.
- [20] R. de Araújo Alexandre, *Estudo e desenvolvimento de modelo de simulação de sistema de geração eólica com MPPT e retificação controlada de saída*, Trabalho de



conclusão de curso, Instituto Federal de Santa Catarina, 2023.

- [21] A. Mirecki, X. Roboam, F. Richardeau, “Architecture Complexity and Energy Efficiency of Small Wind Turbines”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 1, pp. 660–670, 2007, doi: 10.1109/TIE.2006.885456.
- [22] Z. S. Joukhah, *Operation of HVDC converters for transformer inrush current reduction*, Dissertação de Mestrado, Universitat Politècnica de Catalunya, 2017.

APÊNDICE A – ESQUEMÁTICO COMPLETO DO SISTEMA

A Figura 9 mostra o esquemático completo do sistema implementado no Typhoon HIL.

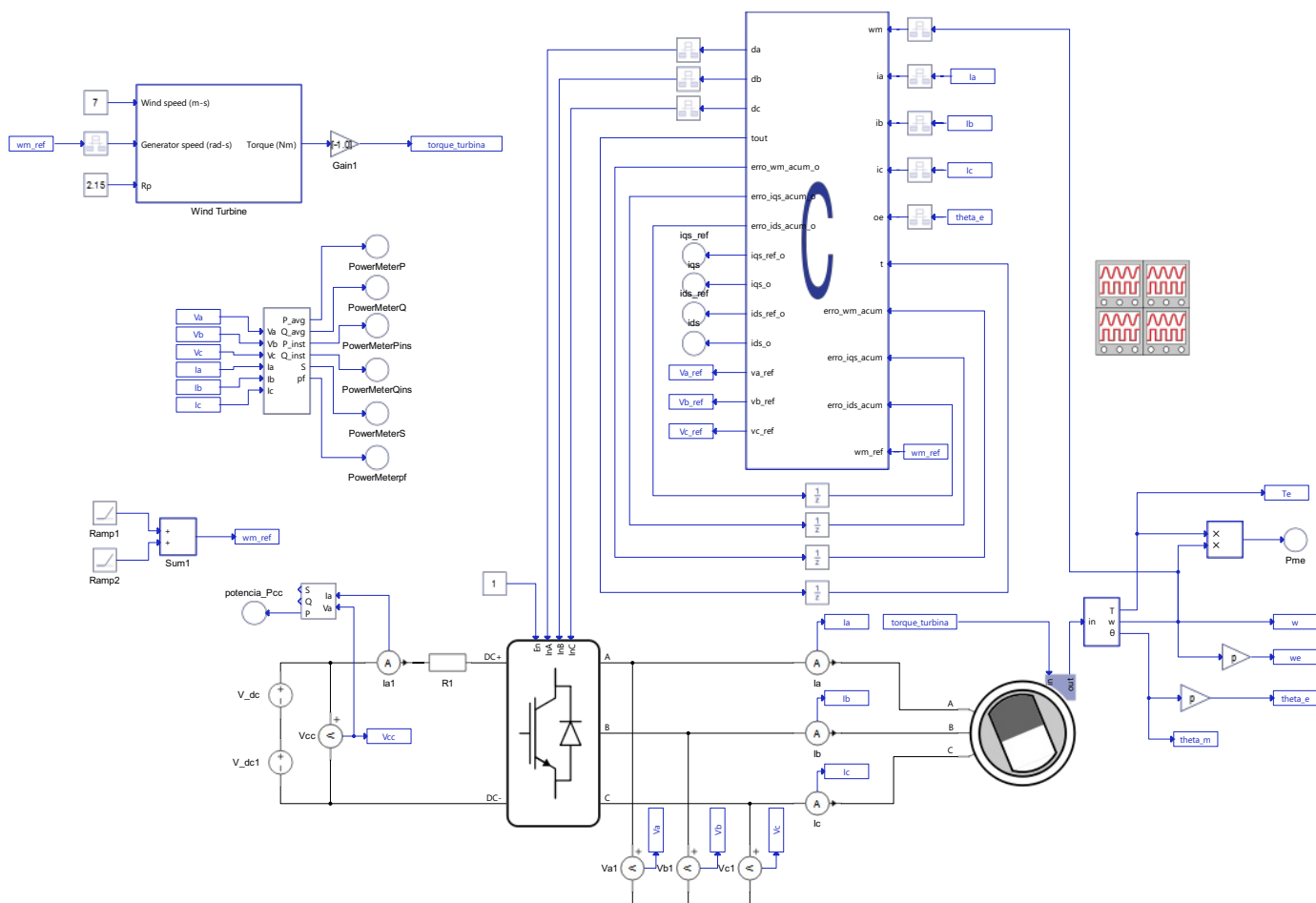
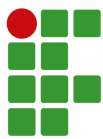


Fig. 9. Esquemático completo do sistema de geração eólica implementado no Typhoon HIL.



APÊNDICE B – PROGRAMAÇÃO DO BLOCO DE CONTROLE

```
//Declaração de variáveis

static float ts;
static float dt;
static float va, vb, vc;
static float f;
static float n_n;
static float erro_wm;
static float te_ref;
static float kp_wm;
static float ki_wm;
static float iqs, ids;
float iqs_ref;
static float k_te;
static float erro_iqs;
static float vqs_ref;
static float kp_iqs;
static float ki_iqs;
float ids_ref;
static float erro_ids;
static float vds_ref;
static float kp_ids;
static float ki_ids;
static float cos_oe, sin_oe, pi;
static float Vdc, Vdc3;
static float fpm;
static float n_p;
static float Rs;
static float Ld;
static float Lq;
static float uds_ref, uqs_ref, we;

//Valores iniciais:

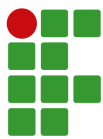
ts = 100e-6;
Vdc = 540;
Vdc3 = Vdc/sqrt(3);
pi = 3.14159;

erro_wm = 0;

kp_wm = 8;
ki_wm = 50;

iqs = 0;
ids = 0;
iqs_ref = 0;

fpm = 0.6366;
Rs = 16;
Ld = 0.018;
```



```
Lq = 0.018;
n_p = 18;

k_te = (4.0/3.0)/(fpm*n_p);

erro_iqs = 0;

vqs_ref = 10;

kp_iqs = 200;
ki_iqs = 1;

ids_ref = 0;

erro_ids = 0;

vds_ref = 0;

kp_ids = 8;
ki_ids = 30;

//Algoritmo de controle:

tout = t + ts;

iqs = 2.0/3.0*(ia*cos(oe)+ib*cos(oe-2.0*pi/3.0)+ic*cos(oe+2*pi/3.0));
ids = 2.0/3.0*(ia*sin(oe)+ib*sin(oe-2.0*pi/3.0)+ic*sin(oe+2*pi/3.0));

we = n_p/2*wm;

erro_wm = wm_ref - wm;
erro_wm_acum_o = erro_wm_acum + erro_wm*ts;
iqs_ref = k_te*(kp_wm*erro_wm + ki_wm*erro_wm_acum);

iqs_ref_o = iqs_ref;
iqs_o = iqs;

ids_ref_o = ids_ref;
ids_o = ids;

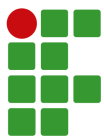
erro_iqs = iqs_ref - iqs;
erro_iqs_acum_o = erro_iqs_acum + erro_iqs*ts;

uqs_ref = kp_iqs*erro_iqs + ki_iqs*erro_iqs_acum;
vqs_ref = uqs_ref + ids*we*Ld + fpm*we + iqs*Rs;

erro_ids = ids_ref - ids;
erro_ids_acum_o = erro_ids_acum + erro_ids*ts;

uds_ref = kp_ids*erro_ids + ki_ids*erro_ids_acum;
vds_ref = uds_ref - iqs*we*Lq + ids*Rs;

va_ref = vqs_ref*cos(oe) + vds_ref*sin(oe);
vb_ref = vqs_ref*cos(oe-2*pi/3) + vds_ref*sin(oe-2*pi/3);
```



```
vc_ref = vqs_ref*cos(oe+2*pi/3) + vds_ref*sin(oe+2*pi/3);
```

```
da = va_ref/Vdc3;
```

```
db = vb_ref/Vdc3;
```

```
dc = vc_ref/Vdc3;
```

```
if (da > 0.95){  
    da = 0.95;  
    erro_ids_acum_o = erro_ids_acum - erro_ids*ts;  
    erro_iqs_acum_o = erro_iqs_acum - erro_iqs*ts;  
}
```

```
if (db > 0.95){  
    db = 0.95;  
    erro_ids_acum_o = erro_ids_acum - erro_ids*ts;  
    erro_iqs_acum_o = erro_iqs_acum - erro_iqs*ts;  
}
```

```
if (dc > 0.95){  
    dc = 0.95;  
    erro_ids_acum_o = erro_ids_acum - erro_ids*ts;  
    erro_iqs_acum_o = erro_iqs_acum - erro_iqs*ts;  
}
```

```
if (da < -0.95){  
    da = -0.95;  
    erro_ids_acum_o = erro_ids_acum - erro_ids*ts;  
    erro_iqs_acum_o = erro_iqs_acum - erro_iqs*ts;  
}
```

```
if (db < -0.95){  
    db = -0.95;  
    erro_ids_acum_o = erro_ids_acum - erro_ids*ts;  
    erro_iqs_acum_o = erro_iqs_acum - erro_iqs*ts;  
}
```

```
if (dc < -0.95){  
    dc = -0.95;  
    erro_ids_acum_o = erro_ids_acum - erro_ids*ts;  
    erro_iqs_acum_o = erro_iqs_acum - erro_iqs*ts;  
}
```