

## Rastreamento de Frequência e Análise de Transitórios de Aerogerador com Gerador de Indução de Gaiola de Esquilo Conectado à Rede

Nicolas Rodrigues Mota<sup>1</sup>, Davi Barreto Furtado<sup>2</sup>, Andrey Mendes de Moraes<sup>3</sup>, Aldrin Silva Fernandes<sup>4</sup>, Kayt Nazaré do Vale Matos<sup>5</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal do Pará (UFPA), Ananindeua, Brasil  
(nicolas.mota@ananindeua.ufpa.br)

<sup>2</sup>Universidade Federal do Pará (UFPA), Ananindeua, Brasil

<sup>3</sup>Universidade Federal do Pará (UFPA), Ananindeua, Brasil

<sup>4</sup>Universidade Federal do Pará (UFPA), Ananindeua, Brasil

<sup>5</sup>Universidade Federal do Pará (UFPA), Ananindeua, Brasil

**Resumo:** O presente trabalho analisa o comportamento dinâmico e os impactos na Qualidade de Energia Elétrica resultantes do processo de partida e conexão de um aerogerador baseado em Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo à rede de distribuição. A metodologia divide-se na modelagem aerodinâmica das pás, otimizada pelas teorias de BEM e Glauert no MATLAB, e na simulação do circuito eletromecânico e controle de sincronismo via Simulink. A análise no domínio fasorial permitiu avaliar a corrente, tensão e frequência. Os resultados indicam que a demanda reativa inicial do SCIG provoca Variações de Tensão de Curta Duração, que foram mitigadas em menos de 500 milissegundos pela aplicação de um banco de capacitores local. Adicionalmente, o rastreamento via algoritmo de Malha de Captura de Fase demonstrou que as oscilações de frequência durante a partida (entre 59.97 Hz e 60.05 Hz) mantiveram-se dentro dos limites estipulados pelo PRODIST/ANEEL. Conclui-se que o sistema de regulação garante a conformidade normativa da microgeração eólica em regime permanente.

**Palavras-chave:** Aerogerador SCIG; Algoritmo PLL; Compensação Reativa; PRODIST; Qualidade de Energia Elétrica.

### INTRODUÇÃO

A inserção de geradores baseados em máquinas de indução diretamente na rede de distribuição, a exemplo de sistemas de microgeração, leva à produção de estudos detalhados sobre o comportamento dinâmico das redes elétricas. Contudo, essa integração levanta preocupações no âmbito da Qualidade de Energia Elétrica (QEE), visto que fenômenos físicos intrínsecos ao funcionamento dessas máquinas afetam diretamente a estabilidade do sistema (Firouzi, 2026). Durante o instante de conexão, geradores de indução demandam um elevado volume de potência reativa para estabelecer o campo magnético girante no estator, originando severas correntes de inrush e perturbações transitórias (Dugan, 2012).

Esses distúrbios exigem um rigoroso enquadramento normativo, sendo regulamentados no Brasil pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de

Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST / ANEEL). Impactos operacionais como Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs), Afundamentos Momentâneos de Tensão (Sags) e a Flutuação de Tensão (Flicker) são consequências diretas desses transitórios, exigindo o emprego de mecanismos de suporte, como bancos de capacitores locais de compensação para mitigar a propagação do distúrbio para a rede pública. Adicionalmente, em regime permanente, características físicas como o escorregamento do rotor introduzem frequências sub e super-síncronas inter-harmônicas que se sobrepõem ao sinal fundamental, exigindo técnicas avançadas de extração e diagnóstico.

Neste contexto geral, o presente trabalho descreve o desenvolvimento de um modelo computacional integrado para avaliar a dinâmica de conexão de um sistema de microgeração eólica com um Gerador de Indução de Gaiola de Esquilo (SCIG) conectado à rede. O estudo engloba uma etapa prévia de

dimensionamento aerodinâmico estrutural do rotor fundamentado na otimização de Glauert e com aplicação de efeito *sweep*, seguido pela simulação eletromecânica em domínio fasorial no ambiente MATLAB/Simulink. (Vaz, 2010)

O modelo de otimização de Glauert (1935) continua sendo amplamente utilizado devido ao seu baixo custo computacional e fácil implementação, particularmente no caso de pequenos rotores eólicos e hidrocinéticos (Glauert 1935, do Rio Vaz et al. 2018, Custódio Filho et al. 2020). Essa popularidade da otimização de Glauert se deve à sua fundamentação na Teoria do Momento do Elemento de Pá (BEM). (Araujo, 2026)

A teoria BEM é uma combinação de duas teorias. A primeira teoria é a teoria do momento, e a segunda teoria é a teoria do elemento de pá. Os cálculos das forças que operam no rotor para criar o movimento de um fluido são conhecidos como teoria do momento. Esta teoria é útil para estimar a eficiência e a velocidade de fluxo ideais, mas, como não está relacionada à geometria da pá, não pode oferecer parâmetros ótimos para a pá. Em termos de geometria da pá, a BEM define as forças das pás como uma função do movimento do fluido. (Abdelkhalig, 2022)

A técnica BEM gera um conjunto de equações que podem ser resolvidas iterativamente fundindo as duas teorias. As suposições usadas na abordagem BEM consistem não apenas nas suposições da teoria do momento, mas também nas suposições da teoria do elemento de pá. As propriedades de sustentação e arrasto do perfil seccional de um elemento de pá são exclusivamente responsáveis pelas forças que atuam sobre ele. Os coeficientes de sustentação e os coeficientes de arrasto podem ser calculados a partir de dados experimentais obtidos de experimentos com aerofólios em vários ângulos de ataque. Esses cálculos são realizados em relação à velocidade do fluxo local. O balanço de momento define a velocidade induzida para um volume de controle circular que inclui cada elemento de pá. (Grant, 2005; Hiroshi, 2000)

O efeito *sweep* consiste na curvatura da pá no plano tangencial. Quando essa curvatura ocorre na direção oposta à de rotação, configura-se o chamado *sweep para trás*, conforme ilustrado na Figura 1. No desenvolvimento de turbinas de eixo axial, essa característica geométrica oferece vantagens significativas; de acordo com as investigações de Kim e Murcia (2017), o efeito *sweep* é capaz de proporcionar um importante alívio de carga aerodinâmica sobre o rotor.

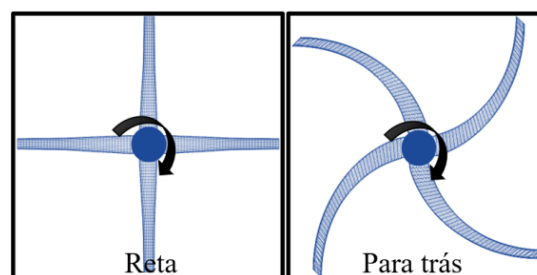


Figura 1: Efeito *sweep* no rotor. (Nobre, 2024)

O comportamento de turbinas eólicas com o efeito *sweep* foi objeto de estudo de autores como Khalafallah et al. (2019), Huang et al. (2022), Dias e Camacho (2022) e Veloso et al. (2023). Sob a ótica de Dias e Camacho (2022), essa modificação geométrica eleva a eficiência do aerogerador, uma vez que o fluxo de ar apresenta maior vorticidade na pá convencional (reta) e menor vorticidade na pá com efeito *sweep*. Desse modo, evidencia-se que a pá reta sofre maiores perdas energéticas, ao passo que a pá dotada de efeito *sweep* proporciona um aproveitamento energético superior.

Em relação à etapa de análise eletrodinâmica, o modelo incorpora estratégias de compensação de reativos local e aplicação do algoritmo de processamento de sinais Malha de Captura de Fase (*Phase-Locked Loop* — PLL) para a extração analítica e o rastreamento em tempo real das dinâmicas de fase e frequência sob injeção de reativos e distorções de fase.

O PLL é um dispositivo que faz com que um sinal acompanhe outro. Ele mantém um sinal de saída sincronizado com um sinal de entrada de referência, tanto em frequência quanto em fase. Mais precisamente, o PLL é simplesmente um servossistema que controla a fase do seu sinal de saída de tal forma que o erro de fase entre a fase de saída e a fase de referência seja reduzido ao mínimo., o qual é composto por um detector de fase (PD), um filtro de malha passa-baixa (LF) e um oscilador controlado por tensão (VCO). Sendo  $X_i$ ,  $V_e$ ,  $V_c$  e  $X_o$ , respectivamente, o sinal de entrada de referência, o sinal de saída do detector de fase, o sinal de saída do filtro passa-baixa e o sinal retroalimentado pelo oscilador; Estes podem ser representados no diagrama de blocos funcional na Figura 2. (Blanchard, 1976; Gardner, 1979; Lindsey, 1981)

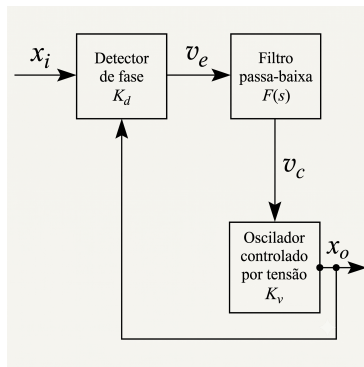


Figura 2: Diagrama de blocos funcional do algoritmo PLL. (Adaptado de Hsieh e Hung, 1996)

De acordo com Hsieh e Hung (1996),  $x_i$  e  $x_o$  podem ser representados matematicamente como

$$x_i(t) = A \cos(\omega_i t + \theta_i) \quad (1)$$

$$x_o(t) = B \cos(\omega_o t + \varphi_o) \quad (2)$$

Onde,  $\omega_i$  e  $\omega_o$  são as frequências angulares, respectivamente, do sinal de entrada de referência e do sinal retroalimentado pelo oscilador;  $\theta_i$  e  $\varphi_o$  são as constantes de fase, o PD é um multiplicador de sinal. Se o sistema de malha estiver inicialmente destravado e o detector de fase possuir uma característica senoidal, o sinal de saída  $v_e(t)$  no PD é dado por (Hsieh e Hung, 1996):

$$v_e(t) = K_d \{ \cos[(\omega_i - \omega_o)t + \theta_i - \varphi_o] + \cos[(\omega_i + \omega_o)t + \theta_i + \varphi_o] \} \quad (3)$$

Onde  $K_d$  é o ganho do PD. O componente de alta frequência com frequência  $\omega_i + \omega_o$  é eliminado pelo filtro passa-baixa. Portanto, a saída do LF é (Hsieh e Hung, 1996):

$$v_c(t) = K_d \cos[(\omega_i - \omega_o)t + \theta_i - \varphi_o] \quad (4)$$

Diante do exposto, os principais objetivos do trabalho são: modelar matematicamente as características aerodinâmicas de um rotor eólico e integrá-las à rede; analisar o comportamento dinâmico e os impactos na QEE resultantes do processo de partida, sincronização e conexão de um SCIG à rede elétrica. De forma específica, o estudo visa avaliar os perfis trifásicos de tensão, a corrente injetada e a evolução temporal da frequência no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) por meio de simulações computacionais utilizando o solver Phasor do Simulink. Por fim, busca-se validar a robustez das técnicas de compensação reativa empregadas, atestando a conformidade dos parâmetros operacionais em regime permanente com as faixas de operação adequadas estabelecidas pelo PRODIST/ANEEL.

## MATERIAL E MÉTODOS

A metodologia adotada neste trabalho é dividida em duas etapas principais: a determinação prévia dos parâmetros aerodinâmicos estruturais das pás do rotor via rotinas de programação, e o desenvolvimento do modelo eletromecânico integrado e de controle de sincronismo no ambiente MATLAB/Simulink. Todo o arranjo do circuito e do algoritmo de processamento de sinais é estruturado de forma modular e solucionado no domínio fasorial, viabilizando a avaliação analítica detalhada tanto dos fenômenos transitórios quanto do comportamento da tensão e da frequência em regime permanente à luz das normativas vigentes.

A modelagem computacional do sistema de microgeração eólica foi dividida em duas etapas metodológicas complementares. Inicialmente, os parâmetros aerodinâmicos e estruturais das pás do aerogerador foram calculados através de rotinas matemáticas escritas em ambiente MATLAB. Estes códigos não foram executados em tempo real na simulação dinâmica do circuito elétrico, mas utilizados de forma prévia para extrair e exportar os parâmetros que alimentam as equações estruturais do rotor.

A modelagem do perfil de vento foi fundamentada em dados obtidos através da plataforma pública "NASA POWER DAV" para o município de Salinópolis-PA. Considerou-se a velocidade média histórica de aproximadamente 6 m/s referente ao período de janeiro de 2020 a dezembro de 2024, cuja distribuição de frequências é detalhada no histograma da Figura 3

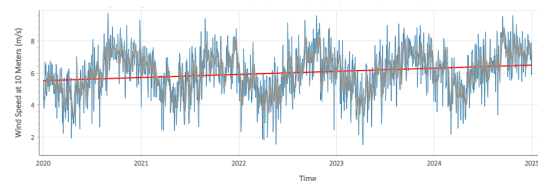


Figura 3: Histograma de velocidade do vento em Salinópolis-PA (Adquirido em:

<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>)

Na segunda etapa, esses parâmetros de modelagem mecânica foram exportados e integrados ao ambiente Simulink do MATLAB. A topologia do sistema eletromecânico foi estruturada utilizando o bloco integrado Wind Turbine Induction Generator (Phasor Type). Para viabilizar o fluxo de potência ativa na rede elétrica equivalente, utilizou-se dados de tensão da rede e frequência sugeridos pelo Simulink para fazer a simulação desejada (400 V e 60 Hz); Então, conectou-se em paralelo ao PAC um banco de capacitores trifásico de 1500 VAR atuando como fonte local de compensação reativa para o suprimento da corrente de magnetização do estator do SCIG.

A geometria do rotor eólico foi concebida por meio de uma rotina computacional estruturada em MATLAB, baseada na Teoria do Elemento de Pá e Quantidade de Movimento (*BEM — Blade Element Momentum*) associada à otimização de Glauert. O dimensionamento foi dividido em quatro etapas matemáticas:

**Dimensionamento Macroscópico:** A dimensão global da turbina foi determinada para suprir uma potência mecânica nominal alvo ( $P$ ) de 1000 W, acrescida de uma margem de segurança de 10% (fator de perda  $cf = 0,1$ ). Considerando a velocidade nominal do vento ( $V_0$ ) de 6,0 m/s, a densidade do ar em condições normais ( $\rho = 1,226 \text{ kg/m}^3$ ) e um coeficiente de potência estipulado ( $C_p = 0,4$ ), De acordo com Hansen (2008), o diâmetro total do rotor ( $D$ ) pode ser calculado analiticamente pela equação governante da potência eólica extraída:

$$D = \sqrt{\frac{8P}{\pi \rho C_p V_0^3}} \quad (5)$$

Então, partir do diâmetro, determinou-se o raio total ( $R$ ) e o raio da raiz/cubo ( $R_0$ ), estabelecido como 10% do raio total. O sistema foi projetado para operar a uma velocidade rotacional fixa de 200 RPM, o que definiu a Razão de Velocidade de Ponta (TSR — Tip Speed Ratio) da máquina.

**Otimização Geométrica (Corda e Torção):** Para garantir a máxima eficiência na extração de energia, a pá foi discretizada em 60 seções radiais independentes. Para cada incremento, aplicou-se o algoritmo de otimização de Glauert para calcular a distribuição ideal da corda ( $c$ ) e do ângulo de torção estrutural ( $\phi$ ). Este processo ajusta a geometria local para que o perfil (baseado na família SG6040) opere estritamente no seu ângulo de ataque ótimo ( $\alpha$ ), maximizando o coeficiente de sustentação ( $C_l$ ) e minimizando o coeficiente de arrasto ( $C_d$ ) ao longo de toda a envergadura. A figura 4 apresenta a distribuição de corda e torção ao longo do raio da pá.

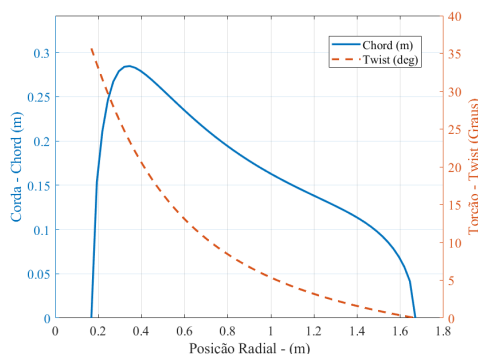


Figura 4: Distribuição de corda e torção ao longo do raio da pá otimizada pelo método de Glauert.

**Implementação de Varredura para Trás (*Backward Sweep*):** Com o intuito de mitigar cargas de fadiga e aprimorar a estabilidade aeroelástica, introduziu-se o efeito de varredura (*sweep*). A adoção da varredura para trás consiste em deslocar o eixo da pá no plano de rotação, criando um acoplamento estrutural entre a flexão no sentido da torre (*flapwise bending*) e a torção no sentido da bandeira (*torsion towards feathering*) (Pavese; Kim; Murcia, 2017). Esse acoplamento atua de forma passiva para reduzir o ângulo de ataque sob carregamentos elevados, o que ajuda a aliviar os esforços transferidos para a estrutura (Gözcü et al., 2022).

Além do alívio de cargas mecânicas, a literatura aponta que a curvatura da pá altera o comportamento aerodinâmico local. O escoamento ao longo de pás com varredura apresenta menor vorticidade em comparação com perfis retos, o que pode melhorar a eficiência ao diminuir perdas de energia (Nobre et al., 2026). Do ponto de vista estrutural, constata-se que o *backward sweep* é capaz de diminuir a fadiga de flexão e os carregamentos extremos suportados pela raiz da pá (Verelst; Larsen, 2010).

Para aplicar essa modificação, o perfil reto otimizado foi deslocado para trás no plano de rotação. Matematicamente, a parametrização do recuo é descrita por uma equação de lei de potência (*power law*), aplicada com frequência no projeto geométrico de rotores. A formulação geral que define o deslocamento no plano, em função da posição radial é dada por (Fritz; Ferreira; Boorsma, 2022):

$$x_{\Lambda}(r) = \begin{cases} 0, & \text{para } r \leq r_{start} \\ X_{tip} \left( \frac{r - r_{start}}{R - r_{start}} \right)^{\gamma}, & \text{para } r > r_{start} \end{cases} \quad (6)$$

onde  $x_{tip}$  é o deslocamento imposto na ponta da pá,  $r_{start}$  representa a posição radial onde a varredura se inicia,  $R$  é o raio total do rotor, e  $\gamma$  é o expoente que define a forma da curvatura (Larwood; Van Dam, 2014).

Nesta modelagem, a varredura foi definida como uma função quadrática ( $\gamma = 2$ ) que se inicia a partir da envergadura média da pá ( $r_{start} = 0,5R$ ). O recuo máximo na ponta atinge o equivalente a 5% do raio total ( $x_{tip} = 0,05R$ ). Substituindo-se esses parâmetros na equação geral descrita anteriormente, obtém-se a seguinte expressão analítica para a região externa da pá ( $r > 0,5R$ ):

$$x_{\Lambda}(r) = 0,05R \left( \frac{r - 0,5R}{0,5R} \right)^2 \quad (7)$$

A implementação desta formulação geométrica garante uma transição contínua da porção reta para a porção curva. Dessa forma, adapta-se o sistema de

indução aerodinâmica de maneira gradual, sendo possível observar o recuo acentuado na extremidade, iniciando-se a partir da envergadura média do rotor, demonstrado na Figura 5.

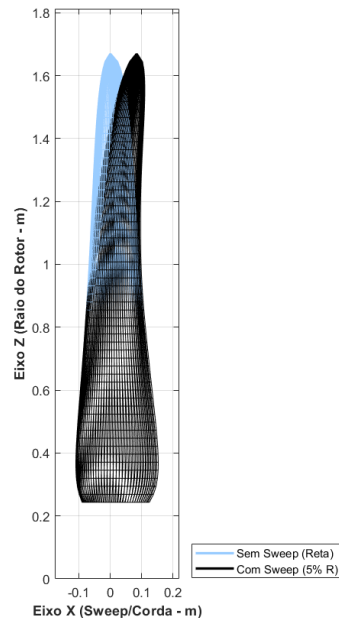


Figura 5: Comparativo do deslocamento do eixo e geometria do perfil com e sem a aplicação de varredura (sweep).

Uma vez estabelecidos os parâmetros mecânicos da máquina, definiram-se as condições ambientais de contorno para o ensaio elétrico por meio de blocos de constantes no Simulink. A velocidade nominal do vento incidente no rotor estipulada e fixada em 6 m/s, caracterizou um perfil de vento constante para avaliação de regime permanente e transitórios de conexão. Simultaneamente, impôs-se um sinal de valor nulo ao terminal de desarme (trip), assegurando que a turbina mantivesse o ângulo de passo fixo em sua posição de máxima extração aerodinâmica durante todo o período de análise.

A arquitetura do circuito elétrico e de controle foi integralmente construída no software Simulink, baseada na interação sistêmica de sete módulos funcionais interdependentes. A Figura 6 apresenta a topologia completa do circuito eletromecânico desenvolvido.

A conversão eletromecânica e a integração do sistema à rede foram rigorosamente estruturadas nos seguintes subsistemas operacionais:

1. Módulo de Condições Ambientais (Entradas Constantes): Utiliza blocos Constant para fixar as variáveis de controle e ambiente. Estabelece a velocidade constante do vento (6 m/s) e garante o ângulo de passo aerodinâmico ideal através do sinal nulo no trip.

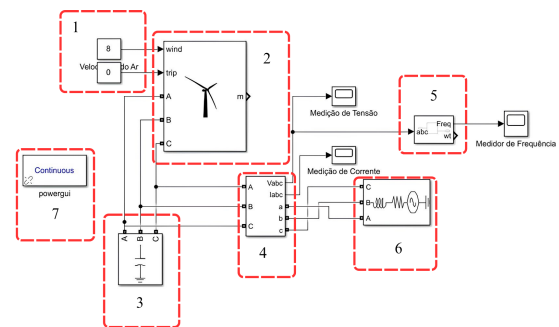


Figura 6: Esquema em blocos da simulação do aerogerador SCIG conectado à rede elétrica.

2. Módulo de Geração Eletromecânica: Composto pelo bloco Wind Turbine Induction Generator (Phasor Type), constitui o núcleo da conversão eletromecânica. Este modelo agrupa as equações aerodinâmicas do rotor, a dinâmica da caixa de engrenagens (gearbox) e as equações diferenciais da máquina assíncrona baseada em um Gerador de Indução em SCIG, transformando a energia cinética em potência ativa.

3. Módulo de Compensação Reativa: Em virtude da ausência de ímãs permanentes, o SCIG necessita absorver potência reativa para estabelecer seu campo magnético girante. Para suprir essa demanda sem degradar o Fator de Potência da rede pública, aplicou-se um banco de capacitores local configurado pelo bloco Three-Phase Parallel RLC Load (operando em modo capacitivo). Essa compensação atua de forma crucial na mitigação de severos distúrbios na QEE no momento da partida.

4. Módulo de Aquisição e Processamento de Sinais: O bloco Three-Phase V-I Measurement opera como um transdutor virtual alocado no PAC. Sua função é capturar os sinais instantâneos e trifásicos de tensão e corrente, fornecendo a base de dados fundamental para monitoramento e aplicação de transformadas matemáticas analíticas.

5. Módulo de Sincronismo e Rastreamento (Processamento): A extração e análise da dinâmica de frequência são conduzidas por uma Malha de Captura de Fase, representada pelo bloco de processamento de sinais PLL (3-Phase). O algoritmo aplica a Transformada de Park para transpor o referencial trifásico estacionário (abc) para o referencial síncrono rotativo (dq0), viabilizando a estimação precisa e em tempo real da frequência fundamental da rede.

6. Módulo da Rede Elétrica: Modela a rede de distribuição pública em topologia Grid-Tied por meio do bloco Three-Phase Source (Barramento Infinito). Ele impõe um referencial imutável de tensão, estipulado em 400 V RMS (fase-fase), operando sob

frequência nominal de 60 Hz e absorvendo toda a potência elétrica ativa exportada pela turbina.

7. Módulo Solucionador Matemático: O “cérebro” algorítmico do ensaio, regido pelo bloco powergui ajustado no modo fasorial (Phasor). Esta abordagem otimiza o processamento ao substituir a integração contínua passo a passo pelo cálculo algébrico de números complexos, permitindo simular e estabilizar instantaneamente as grandezas elétricas do regime permanente.

### RESULTADOS E DISCUSSÃO

A validação do modelo foi realizada através da análise do perfil de tensão no PAC. A figura 7 apresenta a resposta dinâmica da tensão trifásica durante o processo de partida e conexão do gerador à rede elétrica.

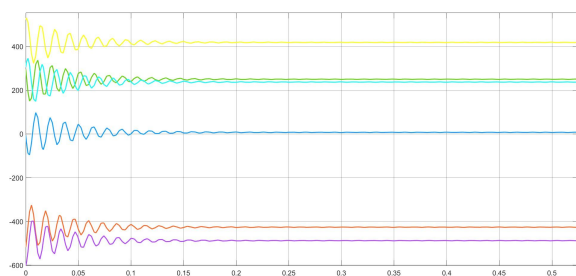


Figura 7: Componentes reais e imaginárias das três fases da tensão de 0 a 0,5 segundos.

O comportamento da tensão caracterizado por linhas contínuas em vez de ondas senoidais após a estabilização é intrínseco ao método de resolução do solver *Phasor* do Simulink. Neste domínio, as variáveis elétricas são tratadas como fasores rotativos.

As seis curvas visíveis no osciloscópio representam, na verdade, as componentes Reais e Imaginárias das três fases da tensão (V<sub>a</sub>, V<sub>b</sub>, V<sub>c</sub>). Considerando a tensão nominal de rede parametrizada em 400 V RMS (fase-fase), o valor de pico fase-neutro é de aproximadamente 326,5 V. Em regime permanente, o sistema trifásico perfeitamente equilibrado decompõe-se da seguinte forma:

Fase A (0°): Componente Real  $\approx +326$  V;  
Componente Imaginária = 0 V.

Fase B (-120°): Componente Real  $\approx -163$  V;  
Componente Imaginária  $\approx -282$  V.

Fase C (120°): Componente Real  $\approx -163$  V;  
Componente Imaginária  $\approx +282$  V.

Estas amplitudes correspondem de forma exata às retas de estabilização exibidas no gráfico a partir de, aproximadamente, 0,25 s, validando a correção matemática do modelo de rede adotado.

De acordo com as normativas do PRODIST/ANEEL,

os impactos observados no gráfico classificam-se em duas etapas físicas distintas:

O Transitório de Partida ( $0 \leq t < 0,25$  s): No instante de conexão, o SCIG demanda um elevado volume de potência reativa para estabelecer o seu campo magnético girante no estator (fenômeno evidenciado pela forte oscilação inicial nas curvas fasoriais). Esta corrente de inrush causa uma perturbação transitória na tensão do PAC.

Segundo o PRODIST (Módulo 8, Seção 5), este fenômeno enquadra-se como uma VTCD. Em redes elétricas fracas, essa elevada absorção reativa resultaria num Sag. No entanto, o rápido amortecimento provocado pelo banco de condensadores locais de compensação estabilizou o sistema em menos de 500 milissegundos.

O Regime Permanente ( $t \geq 0,25$  s): Após a magnetização plena do núcleo estatórico, a turbina entra em regime permanente. Como demonstrado pelas linhas retas no gráfico, as tensões fase-neutro recuperam a sua simetria e magnitude nominais. O PRODIST (Módulo 8, Seção 2) estabelece faixas de Tensão Adequada, Precária e Crítica. O resultado da simulação demonstra que o sistema de regulação e compensação reativa foi bem-sucedido em manter a tensão de regime permanente dentro das faixas adequadas estabelecidas pelas agências reguladoras (variação inferior a  $\pm 5\%$ ).

Na figura 8, o comportamento gráfico da corrente evidencia fenômenos físicos que afetam diretamente a QEE. A observação da janela temporal de 0 a 0,5 segundos revela duas fases operacionais distintas que exigem enquadramento normativo.

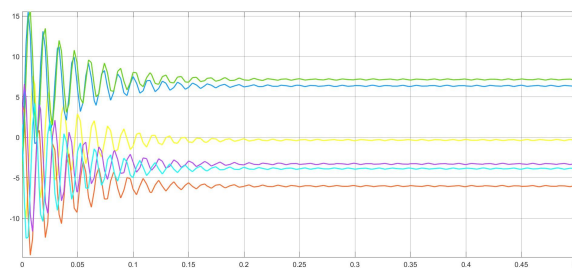


Figura 8: Corrente injetada no PAC de 0 a 0,6 segundos.

Ao analisar a porção inicial do gráfico (entre 0 e aproximadamente 0,25 s), observou-se uma forte oscilação caótica antes da estabilização fasorial. Neste intervalo, as componentes da corrente atingem picos de amplitude próximos a  $\pm 15$  A.

Este transitório de elevada magnitude levanta duas preocupações principais para a concessionária:

VTCDs: A exigência abrupta de 15 A num sistema de microgeração pode provocar (*Sags*) em ramais de distribuição com elevada impedância.

Flicker: A ciclicidade destas partidas em cenários de rajadas de vento irregulares caracteriza a injeção de correntes flutuantes que originam o efeito Flicker. A rápida atenuação deste pico visualizada no gráfico (estabilizando aos, aproximadamente, 0,25 s) é o indicador de que o banco de capacitores local foi projetado com sucesso para fornecer o suporte reativo e mitigar a propagação do distúrbio para a rede pública.

A partir de  $t \geq 0,25$  s, o gráfico estabiliza-se em seis níveis numéricos distintos horizontais. Tal como verificado na tensão, estas seis retas representam as projeções matemáticas reais e imaginárias das três fases da corrente (*Ia*, *Ib*, *Ic*) no domínio fasorial.

No entanto, uma observação detalhada destas curvas em regime permanente revela uma ligeira ondulação residual (um *ripple* periódico caracterizado por um perfil serrilhado) a sobrepor-se às retas fasoriais da corrente. Este *ripple* não constitui uma anomalia do solver do Simulink, mas sim a manifestação física de frequências sub-síncronas inter-harmônicas. Estas são causadas pelo escorregamento do rotor (a diferença entre a velocidade aerodinâmica do eixo e a frequência elétrica síncrona de 60 Hz).

Para o PRODIST, a presença destas inter-harmônicas exige a quantificação da Distorção Harmônica Total, que não pode ser extraída pelo método fasorial. Contudo, para cenários de diagnóstico avançado de redes elétricas, este ruído no sinal da corrente é um vetor de informação valioso.

A Figura 9 apresenta a evolução temporal da frequência estimada no PAC durante a partida e estabilização da turbina. O rastreamento desta variável foi realizado através de um algoritmo de Malha de Captura de Fase (Phase-Locked Loop - PLL), que processa os sinais trifásicos de tensão para determinar a velocidade angular do sistema elétrico. O comportamento gráfico revela uma dinâmica dividida entre a fase de acomodação algorítmica/eletromecânica e o regime permanente.

Na janela temporal inicial, compreendida entre 0 e aproximadamente 0,3 s, o gráfico exhibe uma oscilação acentuada. O sinal de frequência sofre um sobressinal positivo atingindo um pico de 60,05 Hz, seguido de um afundamento (*undershoot*) que toca o valor mínimo de aproximadamente 59,97 Hz.

Do ponto de vista físico e computacional, essa oscilação reflete dois fenômenos sobrepostos:

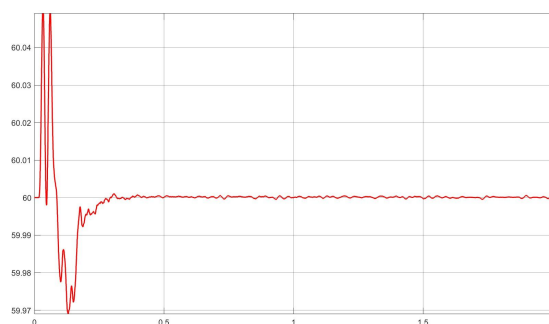


Figura 9: Evolução temporal da frequência no PAC na partida e estabilização de 0 a 2 segundos.

O Deslocamento de Fase (Física Elétrica): Durante o *inrush* de corrente para magnetização do SCIG, ocorre uma queda de tensão transitória e um desvio abrupto do ângulo de carga ( $\delta$ ) no PAC.

A Acomodação do Algoritmo (Processamento de Sinais): O controlador Proporcional-Integral (PI) interno do algoritmo PLL detecta esta distorção de fase momentânea e ajusta a sua estimativa de frequência de forma agressiva para tentar manter o bloqueio (*lock*) com a onda da rede. As oscilações vistas no gráfico são, na verdade, a resposta dinâmica do tempo de acomodação do filtro de processamento de sinais atuante.

O impacto da inserção de microgeração na frequência do sistema elétrico é estritamente regulamentado pela ANEEL. Segundo a Seção 3 do Módulo 8 do PRODIST, a frequência nominal do sistema brasileiro é de 60 Hz, e em condições normais de operação, a variação permitida situa-se na faixa restrita entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

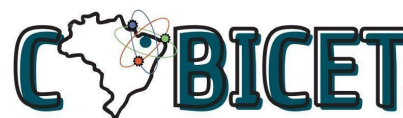
A análise do gráfico comprova a robustez e conformidade do sistema projetado.

Mesmo durante o pior cenário do transitório de partida (o pico máximo de 60,05 Hz e o mínimo de 59,97 Hz), a variação de frequência estimada manteve-se integralmente dentro da faixa de operação normal regulamentada pelo PRODIST.

A partir de  $t \geq 0,3$  s, o sistema entra em regime permanente e a linha estabiliza-se perfeitamente em 60,00 Hz (com um *ripple* dentro da margem de referência). Isto evidencia que o barramento infinito equivalente possui inércia suficiente para absorver a potência injetada pelo aerogerador sem sofrer desvios sistêmicos de frequência.

## CONCLUSÃO

A análise de rastreamento de frequência evidenciou a robustez da malha de captura de fase (PLL) frente aos deslocamentos angulares iniciais. Apesar das oscilações durante a acomodação algorítmica, com um sobressinal de 60,05 Hz e um afundamento mínimo de 59,97 Hz, a frequência estimada operou



de maneira ininterrupta dentro da estrita faixa normal de operação (59.9 Hz a 60.1 Hz) exigida pela ANEEL, estabilizando com sucesso em 60.00 Hz, provando que o algoritmo PLL, baseado em transformadas de coordenadas como a Transformada de Park  $abc \rightarrow dq0$ , provou ser capaz de rastrear a frequência fundamental em tempo real, mesmo na presença de severos transitórios de tensão e injeção de reativos.

Por fim, a identificação de *ripple* na corrente em estado estacionário confirmou a presença natural de inter-harmônicas sub e super-síncronas decorrentes do escorregamento do rotor, destacando a capacidade diagnóstica da modelagem. Conclui-se, de forma geral, que a topologia concebida (aerodinâmica, elétrica e controle) é robusta e assegura a integração operacional de aerogeradores SCIG em total conformidade com as diretrizes normativas vigentes.

#### REFERÊNCIAS

Abdelkhalig, Ashraf; Mahmoud; Elgendi, Mohamed; Selim, YE. Review on validation techniques of blade element momentum method implemented in wind turbines. IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 1074 012008. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8: Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. (Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956). ANEEL, Brasília, 2021.

Araujo, Dara C. S.; Vaz, Jerson R. P.; Lins, Erb. F.; Araujo, Manoel S. B. Optimization of Horizontal-Axis Turbine Blades under Drivetrain Resistance. 2026.

Blanchard, A., Phase-Locked Loops: Application to Coherent Receiver Design. New York: Wiley. 1976.

Custodio Filho, S. S.; Santana, H. M.; Vaz J. R. P.; Rodrigues, L. D.; Mesquita, A. L. A. Fatigue life estimation of hydrokinetic turbine blades. 2020

Dias, M. M. G.; Camacho, R. R. G. Optimization of NREL phase VI wind turbine by introducing blade sweep, using CFD integrated with genetic algorithms. Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering, 44, 1-19. 2022

Do Rio Vaz, D. A. T. D.; Vaz J. R. P.; Silva P. An approach for the optimization of diffuser-augmented hydrokinetic blades free of cavitation. Energy for Sustainable Development. 2018.

Dugan, R. C.; McGranaghan. M. F.; Beaty, H. W., Santoso, S. Electrical Power Systems Quality, 3rd Edition - McGraw Hill, 2012.

Firouzi, M.; Pourmirasghariyan, M.; Rouzbehi, K.; Arahali, M.R. Fault Current Limiters for LVRT Enhancement in Wind Turbine Systems: Technologies, Trade-Offs, and Comparative Simulation Insights. Energies, 19, 1025, 2026.

Fritz, E. K.; Ferreira, C.; Boorsma, K. An efficient blade sweep correction model for blade element momentum theory. Wind Energy, v. 25, n. 12, p. 1977-1994, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.2778>

Gardner, F. M. Phaselock Techniques, 2nd ed. New York: Wiley, 1979.

Gözcü, O.; Kim, T.; Verelst, D. R.; McWilliam, M. K. Swept Blade Dynamic Investigations for a 100 kW Small Wind Turbine. Energies, v. 15, n. 9, p. 3005, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15093005>

Grant, I. Wind Turbine Blade Analysis using the Blade Element Momentum Method Version 1.0. School of Engineering. 2005.

Hiroshi, I. Aerodynamics of Wind Turbines. Department of Mechanical Engineering and Material Science. 2000.

Huang, X.; Yang, J.; Gao, Z.; Sha, C.; Yang, H. Output Power and Wake Flow Characteristics of a Wind Turbine with Swept Blades. Machines, 10(10), 876. 2022.

Khalafallah, M. G; Ahmed, A. M.; Emam, M. K. The effect of using winglets to enhance the performance of swept blades of a horizontal axis wind turbine. Advances in Mechanical Engineering, 11(9). 2019.

Kim, P. C., & Murcia, J. P. Design of a wind turbine swept blade through extensive load analysis. Renewable energy, 102(A), 21–34. 2017.

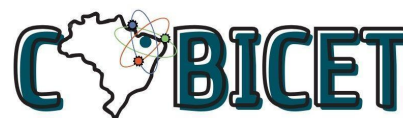
Larwood, S.; Van Dam C. P.; Schow, D. Design studies of swept wind turbine blades. Renewable Energy, v. 71, p. 563-571, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.06.012>

Lindsey, W. C.; Chie, C. M. A survey of digital phase-locked loops. Proc. IEEE, vol. 69, pp. 410-431, Apr. 1981.

Hansen, Martin O. L. Aerodynamics of Wind Turbines. 2nd ed. 2008.

Nascimento, M. C. C., Soares, T. M. e Matos, K. N. V., "Avaliação Da Qualidade De Energia De Um Sistema De Bombeamento," 2025 16th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON) , São Sebastião, Brasil, 2025, pp.

NASA. NASA POWER DAV. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>



Nobre, Jean C. A.; Sousa, David L. P.; Vaz, Jerson R. P.; Vale Silvio B. ANÁLISE DE PERFORMANCE DE TURBINAS EÓLICAS COM DIFUSOR E PÁS CURVADAS. Fuentes. Vol 22. n 1. 2024.

Pavese, C.; Kim, T.; Murcia, J. P. Design of a wind turbine swept blade through extensive load analysis. Renewable Energy, v. 102, p. 21-34, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.039>

Vaz, Jerson R. P. Estudo de Turbinas Eólicas Adaptadas a Baixas Velocidades de Vento. 2010. Tese – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Federal do Pará (UFPA), Belém, 2010.

Veloso, M. J. G., dos Santos, C. H. P., Vaz, J. R. P., & Chavez Neto A. M. QuasiSteady Analysis of a Small Wind Rotor with Swept. Sustainability, 15(13), 10211. 2023.

Verelst, D. R. S.; Larsen, T. J. Load Consequences when Sweeping Blades - A Case Study of a 5 MW Pitch Controlled Wind Turbine. Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark. Risø-R-1724(EN), 2010.