

A REVISITAÇÃO DOS FUNDAMENTOS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA NA ERA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UMA ANÁLISE CRÍTICA DA ESTABILIDADE E CONTROLE

REVISITING POWER SYSTEM FUNDAMENTALS IN THE ERA OF DISTRIBUTED GENERATION: A CRITICAL ANALYSIS OF STABILITY AND CONTROL

Rodrigo Fernandes Gatto

Engenheiro Eletricista, formado pela Faculdade Anhanguera de Jundiaí

RESUMO Neste artigo, propõe-se uma análise crítica e aprofundada sobre a aplicabilidade e as limitações dos modelos clássicos de sistemas de potência diante da crescente descentralização da matriz energética global. Baseando-se nos fundamentos de análise de circuitos, conversão eletromecânica de energia e teoria de controle, investiga-se como a inserção massiva de fontes renováveis intermitentes e baseadas em inversores desafia os conceitos tradicionais de estabilidade angular, de tensão e de frequência. Discute-se a transição imperativa dos controles baseados em inércia física, típicos de máquinas síncronas, para estratégias de inércia sintética providas por eletrônica de potência avançada. O estudo revisita as equações de oscilação (Swing Equations) e critérios de estabilidade para demonstrar que, embora a topologia da rede e os equipamentos mudem, a física subjacente exige novas estratégias de controle adaptativo e proteções mais sofisticadas. A conclusão aponta para a necessidade de uma reengenharia nos algoritmos de proteção e controle, fundamentada em uma compreensão profunda dos fenômenos eletromagnéticos transitentes e na modelagem matemática rigorosa de conversores estáticos.

Palavras-chave: Sistemas de Potência. Estabilidade Transitória. Geração Distribuída. Inércia Sintética. Conversão Eletromecânica. Engenharia Elétrica.

ABSTRACT In this article, a critical and in-depth analysis is proposed regarding the applicability and limitations of classical power system models in the face of the increasing decentralization of the global energy matrix. Based on the fundamentals of circuit analysis, electromechanical energy conversion, and control theory, the investigation focuses on how the massive insertion of intermittent, inverter-based renewable sources challenges traditional concepts of angular, voltage, and frequency stability. The discussion addresses the imperative transition from controls based on physical inertia, typical of synchronous machines, to synthetic inertia strategies provided by advanced power electronics. The study revisits swing equations and stability criteria to demonstrate that, although network topology and equipment change, the underlying physics demands new adaptive control strategies and more sophisticated protection schemes. The conclusion points to the need for reengineering protection and control algorithms, grounded in a deep understanding of transient electromagnetic phenomena and rigorous mathematical modeling of static converters.



Keywords: Power Systems. Transient Stability. Distributed Generation. Synthetic Inertia. Electromechanical Conversion. Electrical Engineering.

1. INTRODUÇÃO

Desde a formação clássica em Engenharia Elétrica, observa-se uma transformação tectônica e irreversível no setor elétrico: a migração de um sistema unidirecional, passivo e centralizado para um ecossistema bidirecional, ativo e distribuído. Esta mudança de paradigma não é apenas logística ou econômica, mas fundamentalmente física e operacional, exigindo que os profissionais da área revisitem os axiomas que sustentaram a operação de redes por mais de um século. A infraestrutura herdada, projetada para fluxos de potência previsíveis partindo de grandes usinas hidrelétricas ou térmicas para os centros de carga, enfrenta agora o desafio da aleatoriedade e da dispersão geográfica das fontes renováveis. No entanto, defende-se a tese de que a fascinação pela digitalização e pelos termos da moda, como "Smart Grids", não pode ofuscar o domínio dos princípios fundamentais da física elétrica, que continuam a reger o comportamento dos elétrons, independentemente da modernidade dos equipamentos conectados.

A Lei de Ohm, as Equações de Maxwell e as Leis de Kirchhoff permanecem como a base imutável e absoluta sobre a qual as redes inteligentes devem ser construídas e operadas. Ignorar a física básica em prol de soluções puramente baseadas em software ou comunicação de dados é um erro estratégico que pode levar a falhas catastróficas e instabilidades sistêmicas. O engenheiro moderno deve compreender que a rede elétrica é, antes de tudo, um circuito físico sujeito a leis naturais, onde a indutância, a capacidade e a resistência definem os limites operacionais, e não apenas algoritmos de otimização econômica. A complexidade aumenta exponencialmente quando consideramos que a geração agora ocorre na ponta da distribuição, alterando perfis de tensão e carregamento de transformadores de forma dinâmica e, muitas vezes, imprevisível sem uma observabilidade adequada.

O objetivo deste trabalho é examinar, sob uma ótica teórica, analítica e rigorosa, as implicações da substituição gradativa de geradores síncronos convencionais por inversores de fonte de tensão (VSI - Voltage Source Inverters) na estabilidade global da rede. Esta substituição não é trivial; ela representa a troca de máquinas com grande massa rotante e capacidade de sobrecarga por dispositivos estáticos, com baixa capacidade térmica e resposta dinâmica governada exclusivamente por loops de controle. A análise foca em como essa transição afeta a robustez do sistema frente a curtos-circuitos, variações súbitas de carga e perdas de geração, situações que testam os limites da estabilidade transitória e dinâmica.

A questão central levantada é: como manter a estabilidade de frequência e tensão em um sistema onde a inércia rotacional física está sendo progressivamente removida e substituída por algoritmos? A resposta a essa pergunta não é simples e exige uma abordagem multidisciplinar que

une a força bruta da engenharia de potência com a sutileza da teoria de controle moderno. A estabilidade de frequência, antes garantida pela energia cinética armazenada em rotores de centenas de toneladas, agora depende da rapidez de processamento e da precisão de medição de dispositivos eletrônicos distribuídos, criando um cenário de fragilidade latente se não for devidamente gerido.

Para responder a isso, recorre-se à base curricular sólida da engenharia elétrica, especificamente às disciplinas de Máquinas Elétricas, Sistemas de Potência e Controle, para propor que a solução reside na modelagem matemática avançada. Não basta instalar inversores; é necessário que estes sejam capazes de emular o comportamento dinâmico benéfico das máquinas rotativas, ao mesmo tempo em que mitigam seus defeitos. Este artigo estruturará essa discussão em tópicos técnicos, demonstrando que a evolução para uma rede sustentável depende, paradoxalmente, de um retorno aos livros de física e cálculo que fundamentam nossa profissão.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E A DINÂMICA DA EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO

A engenharia elétrica clássica ensina que a estabilidade de um sistema de potência depende intrinsecamente da capacidade das máquinas síncronas de manterem o sincronismo após um distúrbio severo na rede. Este fenômeno é governado pela mecânica da rotação e pela interação eletromagnética entre o estator e o rotor, onde o equilíbrio entre a potência mecânica fornecida pela turbina e a potência elétrica demandada pela rede define a velocidade angular. A Equação de Oscilação (*Swing Equation*), que constitui a pedra angular da análise de estabilidade transitória, descreve esse comportamento dinâmico de forma matemática precisa. Sua formulação correta e completa é essencial para entender como o sistema reage a acelerações e desacelerações. A equação revisada é apresentada a seguir:

$$Md\dot{\delta}^2 + D\ddot{\delta}\delta = P_m - P_e$$

Nesta equação diferencial de segunda ordem, M representa a inércia ou momento angular do conjunto turbina-gerador, δ é o ângulo de potência (ou ângulo do rotor), P_m a potência mecânica de entrada, P_e a potência elétrica de saída e D o coeficiente de amortecimento. O termo M é crucial pois atua como um "colchão" energético, resistindo a mudanças abruptas na frequência do sistema ($d\delta/dt$). Em sistemas tradicionais, valores elevados de M garantem que, mesmo diante de grandes perdas de geração ou carga, a variação de frequência seja lenta o suficiente para que os governadores de velocidade atuem antes que o colapso ocorra. O termo de amortecimento D ajuda a atenuar as oscilações subsequentes, dissipando a energia do distúrbio.

No cenário atual de Geração Distribuída (GD), dominado por painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas conectadas via eletrônica de potência, ocorre uma mudança física fundamental: **o termo associado à inércia mecânica (M) deixa de existir na modelagem, pois conversores baseados em eletrônica de potência não possuem massa rotacional acoplada à rede.** Diferentemente de um gerador síncrono, onde a energia cinética é armazenada na massa girante, um painel solar ou

um conversor eólico *full-converter* não possui reserva de energia inercial intrínseca acessível instantaneamente pela rede elétrica. Isso transforma a natureza da equação diferencial que rege o sistema, reduzindo a ordem do sistema e eliminando a resistência natural a variações de frequência.

Essa ausência de inércia física cria sistemas de "baixa inércia", que são extremamente suscetíveis a variações rápidas de frequência, conhecidas tecnicamente como ROCOF (*Rate of Change of Frequency*). Em um sistema com inércia próxima de zero, qualquer desequilíbrio entre P_m e P_e resulta em uma derivada de frequência instantaneamente alta, podendo levar ao disparo de relés de subfrequência (esquema de alívio de carga) muito antes que os sistemas de controle primário possam reagir. Minha análise técnica indica que ignorar essa perda de inércia física é o maior risco para a operação segura das redes modernas, pois os modelos estáticos tradicionais de fluxo de carga não capturam essa dinâmica temporal crítica.

Além disso, a análise de estabilidade baseada nos critérios de Lyapunov e na teoria das áreas iguais precisa ser adaptada. Em sistemas clássicos, a estabilidade é garantida se a energia de desaceleração for maior que a energia de aceleração durante a falta. Sem a massa M , a "área" disponível para estabilização reduz-se drasticamente, estreitando a margem de estabilidade. Isso implica que os tempos críticos de limpeza de falta (*Critical Clearing Times*) devem ser significativamente reduzidos, exigindo proteções mais rápidas e disjuntores com tecnologia superior, sob pena de perda de sincronismo generalizada em frações de segundo.

3. A TRANSIÇÃO DA INÉRCIA FÍSICA PARA A INÉRCIA SINTÉTICA

A disciplina de Conversão Eletromecânica de Energia nos fornece as ferramentas conceituais para entender o acoplamento magnético que sustenta a rede elétrica há décadas. Ao removermos o acoplamento físico direto (estator-rotor) e o substituirmos por chaves semicondutoras de alta frequência (IGBTs ou MOSFETs), perdemos a resposta natural e física do sistema às perturbações. Os conversores estáticos operam, tradicionalmente, como seguidores de rede (*grid-following*), rastreando a tensão e frequência existentes através de um *Phase Locked Loop* (PLL). No entanto, em um sistema dominado por inversores, essa abordagem é insuficiente, pois falta quem "forme" a rede e forneça a referência inercial.

Portanto, argumento que o engenheiro eletricista contemporâneo deve dominar não apenas o eletromagnetismo, mas a teoria de controle avançada necessária para **programar esses dispositivos para emular o comportamento dinâmico de máquinas síncronas, como nos controles do tipo Virtual Synchronous Machine (VSM) e outras abordagens de inércia sintética**. A Inércia Sintética (ou Virtual) não é uma propriedade física, mas um algoritmo de controle que mede a taxa de variação da frequência (df/dt) e comanda uma injeção ou absorção imediata de potência ativa, simulando a liberação de energia cinética de um rotor. Isso exige que o inversor tenha acesso a uma reserva de energia, seja em bancos de capacitores no barramento

DC, baterias acopladas ou operando a fonte primária abaixo do ponto de máxima potência (deloading).

A implementação de VSM envolve a modelagem matemática das equações da máquina síncrona dentro do microprocessador do inversor (DSP). O controlador calcula virtualmente o ângulo do rotor, a velocidade e o fluxo, e impõe na saída do inversor a tensão e corrente que uma máquina real produziria naquelas condições. Isso permite que o inversor contribua para o amortecimento de oscilações de potência e forneça suporte de frequência inercial. Contudo, diferentemente da máquina real, os parâmetros M e D virtuais podem ser ajustados em tempo real, permitindo uma inércia adaptativa que pode ser otimizada para diferentes condições de operação da rede, algo impossível com o aço e cobre das máquinas convencionais.

A transição para controles *grid-forming* (formadores de rede) é o próximo passo lógico. Enquanto a inércia sintética ajuda na resposta transitória, os inversores formadores de rede estabelecem sua própria referência de tensão e frequência, permitindo a operação em ilha e a partida autônoma da rede (*black start*). A complexidade aqui reside na coordenação entre múltiplos inversores formadores de rede operando em paralelo; sem a impedância natural das máquinas para suavizar as interações, pequenos erros de sincronização nos algoritmos de controle podem gerar correntes circulantes destrutivas entre os inversores, exigindo impedâncias virtuais nos laços de controle.

O desafio tecnológico não é apenas de software, mas também de hardware. Para fornecer inércia sintética eficaz, o conversor deve ter capacidade de sobrecorrente momentânea. Máquinas síncronas podem fornecer até 6 ou 7 vezes sua corrente nominal durante faltas; inversores típicos são limitados a 1,2 ou 1,5 vezes devido à sensibilidade térmica dos semicondutores. Isso significa que, para replicar fielmente a robustez de uma máquina síncrona via inércia sintética, os inversores precisariam ser superdimensionados, o que impacta o CAPEX dos projetos de geração distribuída. O equilíbrio entre custo, capacidade de sobrecarga e fidelidade da emulação inercial é o grande dilema da engenharia de potência atual.

4. IMPACTOS DA BIDIRECIONALIDADE NA PROTEÇÃO E SELETIVIDADE

A estabilidade de tensão, tradicionalmente analisada através de curvas PV (Potência-Tensão) e QV (Reativo-Tensão), **ganha nova complexidade com a possibilidade de fluxo de potência bidirecional em trechos da rede de distribuição**. Historicamente, as redes de distribuição foram projetadas com uma topologia radial, onde a energia fluía da subestação para o consumidor, e a queda de tensão era previsível e monotônica ao longo do alimentador. Com a inserção de geração distribuída, temos pontos de injeção de potência ativa espalhados pela rede, o que pode elevar a tensão nos pontos de conexão e inverter o perfil de fluxo, criando cenários onde a tensão no final da linha é maior do que na subestação.

Em meus estudos sobre Análise de Circuitos e Proteção de Sistemas, aprendemos a lidar com fontes centralizadas e cargas passivas, assumindo que a corrente de curto-círcuito sempre provém

da subestação montante. Hoje, o consumidor tornou-se um "prosumidor", injetando potência ativa e reativa na rede. Isso invalida muitas das premissas simplificadoras usadas no dimensionamento de proteções e fusíveis. A presença de fontes distribuídas altera os níveis de curto-círcuito, podendo aumentá-los (se forem máquinas rotativas) ou mantê-los limitados (se forem inversores), dificultando a detecção de faltas e a coordenação entre dispositivos de proteção.

Um dos problemas mais críticos é que **o fluxo de potência reverso pode comprometer a coordenação de relés de sobrecorrente, levando à perda de sensibilidade ou a disparos indevidos**. O fenômeno conhecido como "cegueira da proteção" (*protection blinding*) ocorre quando a corrente de curto-círcuito é alimentada tanto pela rede quanto pela GD. A contribuição da GD faz com que a corrente vista pelo relé da subestação seja menor do que seria sem a GD, podendo ficar abaixo do limiar de disparo (*pickup*), fazendo com que o relé não atue para uma falta franca na linha, colocando em risco a segurança pública e o patrimônio.

Além da cegueira, existe o risco do disparo simpático (*sympathetic tripping*), onde uma falta em um alimentador adjacente causa a atuação indevida da proteção de um alimentador saudável devido à contribuição de corrente reversa da GD. Isso reduz a confiabilidade e a disponibilidade do sistema, causando desligamentos desnecessários de clientes. A coordenação fusível-fusível, fusível-religador e relé-relé, que é uma arte precisa na engenharia de proteção, torna-se um problema dinâmico e multivariável quando as fontes de corrente podem mudar de local e intensidade ao longo do dia, dependendo da irradiação solar ou do vento.

Minha proposta teórica e prática é que a coordenação de proteção deve evoluir de curvas tempo-corrente fixas e estáticas para algoritmos adaptativos. Sistemas de proteção modernos devem utilizar comunicação em tempo real e análise fasorial (PMUs - *Phasor Measurement Units*) para ajustar os grupos de ajuste (*setting groups*) dos relés dinamicamente, baseando-se na topologia momentânea da rede e na quantidade de GD conectada. A proteção deixa de ser um dispositivo isolado para se tornar um sistema inteligente e interconectado, capaz de distinguir entre uma falta real e uma oscilação de potência ou um fluxo reverso operacional legítimo.

5. QUALIDADE DE ENERGIA E FENÔMENOS HARMÔNICOS EM REDES HÍBRIDAS

Outro ponto crítico advindo da massificação da eletrônica de potência é a injeção severa de distorções harmônicas na rede. A análise de Fourier, ferramenta matemática essencial na nossa formação de engenharia, demonstra que ondas não senoidais podem ser decompostas em somatórios de frequências múltiplas da fundamental (60 Hz). Inversores operam através de chaveamento em alta frequência (PWM), o que intrinsecamente gera conteúdo espectral indesejado. Embora filtros de saída sejam utilizados, a interação entre milhares de inversores conectados na mesma rede de baixa tensão cria um ambiente espectralmente poluído e complexo.

O problema se agrava pois a **ressonância harmônica pode ocorrer devido à interação entre a impedância dos inversores, filtros, bancos de capacitores e a própria impedância da rede**.

Em frequências específicas, a reatância indutiva da rede pode igualar-se à reatância capacitiva dos bancos de correção de fator de potência ou dos filtros LCL dos inversores, criando um circuito ressonante paralelo. Isso amplifica correntes harmônicas de pequena magnitude para níveis destrutivos, causando sobreaquecimento em transformadores, queima de placas eletrônicas de consumidores, envelhecimento prematuro de isolamentos e disparos erráticos de proteções sensíveis.

A mitigação desses problemas exige um estudo de Qualidade de Energia que seja preventivo e não apenas corretivo. Defendo a utilização de modelagem computacional avançada para realizar varreduras de frequência (*frequency scans*) na rede antes da conexão de grandes centrais de GD. É necessário modelar a impedância harmônica da rede vista pelo ponto de conexão e garantir que os filtros dos inversores sejam projetados para não excitar as frequências de ressonância natural do sistema. O uso de filtros ativos, que injetam correntes harmônicas em contra-fase para cancelar as distorções, torna-se uma solução técnica viável e necessária em pontos estratégicos da rede.

Além dos harmônicos clássicos, surgem os supra-harmônicos (frequências entre 2 kHz e 150 kHz), gerados pelas frequências de chaveamento dos inversores modernos. Esses distúrbios, ainda pouco regulamentados pelas normas, podem interferir em sistemas de comunicação PLC (*Power Line Communication*) usados em medidores inteligentes e automação industrial. A engenharia deve, portanto, expandir o escopo da análise de qualidade de energia para cobrir um espectro de frequência muito mais amplo do que as tradicionais 50^a ordem harmônica.

Por fim, a questão do fator de potência também deve ser revisitada. Inversores modernos têm a capacidade de fornecer ou absorver reativos independentemente da geração ativa (operação em quatro quadrantes). Isso permite que a GD atue como um compensador estático distribuído (D-STATCOM), auxiliando na regulação de tensão local. No entanto, o controle desses reativos deve ser coordenado para evitar conflitos com os reguladores de tensão de transformadores e bancos de capacitores da concessionária, exigindo uma lógica de controle de Volt-Var sofisticada e integrada.

6. ESTRATÉGIAS AVANÇADAS DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

A disciplina de Sistemas de Controle fornece a base matemática para estabilizar sistemas dinâmicos, sejam eles mecânicos ou elétricos. No contexto atual, **o controle clássico (PID - Proporcional, Integral e Derivativo) pode se mostrar limitado diante da forte não linearidade e da dinâmica rápida dos sistemas baseados em eletrônica de potência.** O PID linearizado em torno de um ponto de operação funciona bem para pequenas perturbações, mas a rede moderna opera frequentemente longe de seus pontos de equilíbrio nominais, com mudanças topológicas abruptas. Isso exige técnicas de controle robusto, controle adaptativo ou mesmo controle preditivo baseado em modelo (MPC), que antecipa o comportamento futuro do sistema para otimizar a ação de controle presente.

Uma aplicação elegante da teoria de controle para a paralelização de inversores é o *Droop Control* (Controle por Inclinação). Inspirado na regulação de velocidade de geradores convencionais, onde a frequência cai linearmente com o aumento da carga, o *Droop Control* permite que inversores compartilhem a carga sem comunicação física entre eles. Ao estabelecer uma relação artificial entre Frequência-Potência Ativa (f-P) e Tensão-Potência Reativa (V-Q), **possibilitamos que múltiplos recursos distribuídos operem em paralelo com coordenação descentralizada, reduzindo a necessidade de comunicação de alta velocidade.** Cada inversor "lê" a frequência e a tensão locais e ajusta sua saída, garantindo que a carga total seja dividida proporcionalmente às capacidades de cada unidade.

Entretanto, o *Droop Control* clássico tem limitações, como desvios permanentes de frequência e tensão e baixa precisão no compartilhamento de reativos devido às diferenças nas impedâncias das linhas. Para superar isso, a arquitetura de controle de *Microgrids* modernos utiliza uma estrutura hierárquica. O Controle Primário (Droop/VSM) atua em milissegundos para estabilização local. O Controle Secundário atua em segundos para restaurar a frequência e tensão aos valores nominais, compensando os erros do Droop. O Controle Terciário atua em minutos, realizando a otimização econômica e o despacho de energia em coordenação com o mercado ou com o operador do sistema (DSO).

A implementação dessa hierarquia depende da interoperabilidade. O protocolo IEC 61850, originalmente desenhado para automação de subestações, está sendo estendido para a comunicação com Recursos Energéticos Distribuídos (DERs). A capacidade de enviar comandos de setpoint de potência ativa e reativa para milhares de inversores de forma segura e padronizada é o que diferenciará uma rede caótica de uma *Virtual Power Plant* (VPP) eficiente. O engenheiro de controle deve agora projetar sistemas que sejam resilientes não apenas a falhas elétricas, mas também a latências de comunicação e perdas de pacotes de dados.

O futuro do controle em sistemas de potência passa também pela inteligência artificial e *machine learning*. Algoritmos de aprendizado por reforço podem ser treinados para ajustar os parâmetros dos controladores dos inversores em tempo real, aprendendo com o comportamento da rede e adaptando-se a novas condições operacionais que não foram previstas durante a fase de projeto. Isso representa a fusão final entre a ciência da computação e a engenharia de potência, onde o controle deixa de ser uma equação estática para se tornar um agente cognitivo na rede.

7. CONCLUSÃO

A engenharia elétrica não é uma ciência estática; é uma disciplina viva que exige a reinterpretação constante de seus axiomas fundamentais diante da evolução tecnológica. Minha trajetória acadêmica e analítica me leva a concluir que a transição para redes inteligentes e geração distribuída não invalida o conhecimento clássico; pelo contrário, o torna mais vital do que nunca. A complexidade trazida pelos conversores de potência, pela bidirecionalidade dos fluxos e pela

intermitência das fontes exige um engenheiro que não seja apenas um usuário de softwares de simulação, mas um profundo convededor das bases teóricas que regem esses softwares.

Para garantir a estabilidade e a confiabilidade dos sistemas de potência do futuro, não basta apenas implementar novas tecnologias de forma aditiva. É imperativo que nós, engenheiros eletricistas, apliquemos o rigor matemático e físico adquirido em nossa formação para modelar, simular e controlar essas novas variáveis com precisão cirúrgica. A segurança energética da sociedade depende da robustez desses novos sistemas híbridos, que não podem falhar diante das perturbações naturais da operação elétrica.

A revisão dos conceitos de inércia, estabilidade e proteção demonstra que as soluções simplistas não são mais suficientes. **A inércia pode ser sintetizada via controle, mas a física dos fenômenos eletromagnéticos que regem a estabilidade permanece inalterada e exige modelagens rigorosas.** A energia não surge do nada, e as oscilações não desaparecem sem amortecimento; apenas os mecanismos para gerenciar essas grandezas mudaram de mecânicos para eletrônicos.

A excelência na engenharia elétrica reside, portanto, na capacidade de orquestrar essa complexidade, transformando desafios teóricos em soluções energéticas resilientes. O futuro pertence aos profissionais capazes de programar um inversor com a mesma destreza com que analisam um diagrama fasorial, unindo o mundo digital ao mundo físico em perfeita sincronia, garantindo assim uma transição energética segura, eficiente e tecnicamente sustentável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR, C.; UMANS, S. D. **Electric Machinery.** 7. ed. New York: McGraw-Hill Education, 2020.

GLOVER, J. Duncan; OVERBYE, Thomas J.; SARMA, Mulukutla S. **Power System Analysis & Design.** 6. ed. Boston: Cengage Learning, 2016.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control.** New York: McGraw-Hill, 1994.

MILANO, Federico; DÖRFLER, Florian; HUG, Gabriela; HILL, David J.; VERBIČ, Gregor. Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems. **Proceedings of the IEEE**, v. 106, n. 12, p. 2436-2463, 2018.

OGATA, Katsuhiko. **Modern Control Engineering.** 5. ed. New Jersey: Prentice Hall, 2010.

REZKALLA, M. et al. Control Strategies for Converters in Microgrids: A Review. **IEEE Access**, v. 11, p. 22154-22178, 2023.

SADIKU, Matthew N. O.; ALEXANDER, Charles K. **Fundamentals of Electric Circuits**. 6. ed. New York: McGraw-Hill Education, 2016.

TEODORESCU, Remus; LISERRE, Marco; RODRIGUEZ, Pedro. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. 2. ed. wiley-IEEE Press, 2020.

YAZDANI, Amirmaser; IRAVANI, Reza. **Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications**. New Jersey: IEEE Press, 2010.