

MODELO HARMÔNICO MULTI-FREQUÊNCIA DE PARQUES EÓLICOS DO TIPO DFIG PARA ESTUDOS DE EMISSÃO HARMÔNICA E ESTABILIDADE RESSONANTE

Giordanni S. Troncha¹, Ivan N. Santos¹

¹Universidade Federal de Uberlândia (UFU) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Uberlândia – MG, Brasil
e-mails: giordannitr.93@gmail.com, ivan@ufu.br

Resumo – Nos últimos anos, a temática das interações harmônicas e inter-harmônicas, no âmbito de sistemas renováveis de geração, vem ganhando destaque a partir de considerações acerca da sua dinâmica de controle e chaveamento de conversores. Neste contexto, cresce-se a necessidade de análise da ocorrência de oscilações harmônicas, as quais podem variar desde baixas frequências a elevadas. Assim, modelos computacionais têm sido testados e colocados à prova, com o intuito de avaliar sua representatividade frente aos fenômenos desta natureza. O presente informe técnico tem por objetivo esclarecer de forma simples e direta as diferenças conceituais dos fenômenos de emissão harmônica, além de propor uma revisão bibliográfica detalhada dos principais métodos de modelagem de sistemas eólicos, com foco em estratégias no domínio do tempo. Para tanto, três distintos modelos de aerogeradores serão implementados no simulador Atpdraw. Os parâmetros e medições utilizados como base de comparação dos modelos implementados são reais e advindos de um parque eólicos situado no nordeste do Brasil. De posse dos resultados do estudo proposto é possível concluir que os modelos apresentados podem ser utilizados como ferramentas importantes para análise dos fenômenos de interações harmônicas, e se mostram mais atraentes que os equivalentes de Thévenin e Norton para a representatividade da rede equivalente. Neste parque tem-se verificado problemas correlatos à queima de equipamentos e mal funcionamentos provocados por interações harmônicas.

Palavras-Chave – Atpdraw, Distorções harmônicas, Estabilidade ressonante, Geração eólica, Modelagem.

MULTI-FREQUENCY HARMONIC MODEL OF DFIG-BASED WIND FARMS FOR HARMONIC EMISSION AND HARMONIC STABILITY STUDIES

Abstract – In recent years, the theme of harmonic and inter-harmonic interactions, in the scope of renewable generation systems, has been gaining prominence from considerations about its dynamics of control and switching of converters. In this context, there is a growing need to analyze the occurrence of harmonic oscillations, which can vary from low frequencies to high frequencies. Thus,

computational models have been tested and put to the test, in order to assess their representativeness against phenomena of this nature. This technical report aims to clarify in a simple and direct way the conceptual differences of harmonic emission phenomena, in addition to proposing a detailed bibliographic review of the main methods of modeling existing wind systems, focusing on strategies in the time domain. For that, three different models of wind turbines will be implemented in the Atpdraw simulator. The parameters and measurements used as a basis for comparison of the implemented models are from a wind farm located in the northeast of Brazil. With the results of the proposed study, it is possible to conclude that the models presented can be used as important tools for analyzing the phenomena of harmonic interactions, and are more attractive than the Thévenin and Norton equivalents for the representativeness of the equivalent network. In this park there have been problems related to equipment burning and malfunctions caused by harmonic interactions.

Keywords – Atpdraw, Harmonic distortion, Harmonic instability, Modeling, Wind generation.

NOMENCLATURA

ASDs	Adjustable Speed Drives
DAYM	Dynamic Average Value Model
DFIG	Double Fed Induction Generators
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
GD	Geração Distribuída
GSC	Grid Side Converter
GTO	Gate Turn-off Thyristor
HVAC	High Voltage AC Transmission
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LCC	Line-Commutated Converters
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PLC	Power Line Communication
RSC	Rotor Side Converter
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFM	Switching Function Model
SSCI	Subsynchronous Control Interaction
SFOC	Stator Flux Oriented Controller
SIN	Sistema Interligado Nacional
SSR	Subsynchronous Resonance
SSTI	Subsynchronous Torsional Interaction
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVCs	Static Voltage Compensators
TOV	Transient Overvoltage
VBR	Voltage Behind Reactance
VSC	Voltage Source Converter
WRIM	Wound Rotor Induction Machine

Manuscript received 12/01/2021; first revision 01/28/2022 and 08/01/2022; accepted for publication 10/16/2022, by recommendation of Editor Telles Brunelli Lazzarin. <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2022.4.0050>

I. INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência vêm sofrendo mudanças drásticas no que diz respeito à uma série de fatores que influenciam seu padrão de operação convencional. Isto se deve principalmente ao fato de um apelo mundial por políticas sustentáveis. Nesse sentido, tem-se, na atualidade, a integração massiva de fontes de energia renováveis centralizadas além das unidades de geração distribuídas (GDs).

Nesse âmbito, à medida que novas tecnologias no setor de energias tornam-se mais maduras e novos recursos são gradualmente desenvolvidos, uma diversidade de tipos de fontes de geração de energia elétrica vem sendo incorporadas às redes elétricas modernas, tornando-se uma parcela significativa da matriz energética. No Brasil, usinas de geração eólica e fotovoltaica representam mais de 10% da capacidade instalada da rede e se mostram com enormes potenciais de crescimento [1]. Ademais, segundo o IEA Global Energy Review, fontes de energia renovável têm se mostrado invulneráveis aos impactos causados pela pandemia do COVID-19. Também foi constatado que a geração de eletricidade renovável em escala mundial, neste último período, aumentou cerca de 3%, principalmente devido à conclusão de empreendimentos eólicos e fotovoltaicos de larga escala [2].

Nesse contexto de transição energética, onde se têm mudanças no paradigma de geração da energia elétrica, a infraestrutura do sistema em geral vem se tornando cada dia mais complexa e diversificada. Além dos sistemas de geração, linhas de transmissão em alta tensão em corrente alternada (*HVAC*) com condicionadores de intercâmbio energético, do inglês *FACTS*, são conectados aos sistemas de transmissão em alta tensão em corrente contínua (*HVDC*), além de sistemas condicionadores em nível de distribuição, como por exemplo os *SVCs* e *D-STATCOMs*, os quais também têm ganhado grandes proporções.

Neste cenário de transformações, há também uma tendência de mudança do perfil das cargas conectadas à rede, como por exemplo o advento dos veículos elétricos, que tendem a tomar as ruas pelo mundo, incentivados, também, por políticas ambientais e pelos aumentos nos preços do petróleo. Ademais, dispositivos de ajuste de velocidade (*ASDs*) para controle da velocidade e eficiência de motores, retificadores controlados para controle de carga de bancos de bateria *on-grid*, dentre outras aplicações são também notadas como tendências para os sistemas elétricos contemporâneos.

Com a utilização de conversores em constante crescimento, fica evidente uma interação mais estreita e frequente entre tais dispositivos, havendo assim a necessidade de se buscar um ponto de equilíbrio para controlar as interações dos mesmos e o alcance do desempenho desejado pelo sistema. Isto realça novos desafios na integração, controle e comunicação do sistema elétrico [3]. Os conversores de potência atuais são discrepantes daqueles emergentes da década de 80. Com o avanço da tecnologia eles se tornaram mais sofisticados e complexos, sendo os arranjos atuais comumente equipados de sistemas de controle com escala de tempo múltiplo para regular a corrente e a potência trocada com a rede elétrica [4].

Diante de tais considerações, a interação desses equipamentos com a rede elétrica, em um determinado ponto de conexão, tem atraído a atenção de pesquisadores e fabricantes. Tal investigação deve levar em conta a análise da influência da distorção pré-existente no surgimento de harmônicos, em regime permanente, tidos como não-característicos. Ademais, percebe-se o fortalecimento de conceitos como a emissão harmônica primária e secundária [5]. Nesse mesmo enquadramento, surge a investigação de fenômenos de instabilidades harmônicas, ou seja, ressonâncias não amortecidas, em múltiplas frequências, as quais podem vir a criar harmônicos não convencionais no sistema elétrico [6]. Assim, com o advento desses distúrbios ficou evidente a necessidade de revisitar e reavaliar os modelos convencionais utilizados como padrão para representar equipamentos no que diz respeito às interações harmônicas. Ressalta-se que existe uma vasta e consolidada bibliografia referente à modelagem das redes e seus componentes, tais como, transformadores, linhas de transmissão e distribuição aéreas, cabos isolados e instalações conectadas a elas, amparados pelos estudos de transitórios eletromagnéticos em média e alta tensão [7]. Embora ainda sejam necessários esforços voltados para as instalações de baixa tensão.

Já no que tange aos modelos de equipamentos conectados às redes, tais como: aerogeradores, inversores fotovoltaicos, drives de ajuste de velocidade de motores e carregadores de veículos elétricos, ainda existe um grande desafio correlato à simulação do comportamento dos mesmos em altas frequências. Via de regra, os modelos disponíveis respondem bem em uma faixa de frequência inferior à 2 kHz [8]. A partir daí os resultados computacionais começam a divergir dos valores advindos de medições em campo, o que nos remete à necessidade de realização de mais pesquisas relacionadas à modelagem de equipamentos em alta frequência e análise dos equipamentos utilizados para medir tais distúrbios [9]. Além disso, a modelagem de grandes sistemas possui, em geral, necessidade de esforço computacional elevado e de grande complexidade, o que pode levar a erros no processo de parametrização dos componentes. Então, esforços voltados à agregação de componentes também têm chamado a atenção dos pesquisadores [10].

No que se refere, em específico, aos sistemas de geração eólica, os arranjos mais utilizados em nível mundial são aqueles baseados em turbinas do tipo III ou duplamente excitados (*DFIG*) e tipo IV em que o estator da máquina é conectado à rede por meio de um conversor VSC (*Full-Converter*). Entre essas duas tecnologias, devido ao custo de projeto, a turbina do tipo III tem sido a mais utilizada.

Neste contexto, o objetivo central desse artigo consiste, num primeiro momento, realizar uma síntese do estado da arte acerca de fenômenos vinculados às interações harmônicas presentes em parques eólicos, chamando a atenção para a natureza peculiar do problema e sua tendência de crescimento no sistema elétrico de potência. Em complemento, este desenvolvimento científico preza por construir uma base teórica sólida que permita, aos leitores, implementar sistemas eólicos com turbinas do Tipo III e realizar estudos correlatos às interações harmônicas em múltiplas frequências. Neste sentido, serão confrontadas estratégias de modelagem no

domínio do tempo, utilizando o simulador *Atpdraw*, com medições reais advindas de um empreendimento situado no nordeste do Brasil, o qual tem convivido com problemas vinculados à propagação de harmônicos não-característicos, limitação de operação de máquinas e, até mesmo, queimas de equipamentos devido aos elevados índices de distorção.

O artigo encontra-se assim estruturado: a seção II tem por objetivo definir e caracterizar os distúrbios relacionados às interações harmônicas; a seção III visa apresentar as principais estratégias de modelagem da rede elétrica de conexão do parque (rede externa), bem como dos elementos presentes na rede interna; na seção IV são apresentados estudos de casos comparando os resultados dos modelos implementados com os dados de medições em campo; e, por fim, na seção V são apresentadas as conclusões deste informe técnico.

II. INTERAÇÕES HARMÔNICAS EM SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA DO TIPO III (DFIG)

Com o intuito de apresentar os fenômenos a serem reproduzidos pelos modelos implementados, a seção II preza por sumarizar os conceitos destes fenômenos, apresentando casos de ocorrência destes em distintos empreendimentos de geração eólica em termos mundiais.

A. Harmônicos em Regime Permanente

As distorções harmônicas em regime permanente tratam-se, de fato, de um fenômeno bem conhecido e, conseqüentemente, regulado por países de todo mundo [11]. Contudo, alguns novos desafios, nesse âmbito, vêm surgindo com o advento de novas tecnologias, os quais serão explorados na sequência.

1) *Emissão primária* - No que diz respeito às distorções harmônicas em regime permanente, as duas principais fontes de emissão identificadas em aplicações práticas, são de conversores de potência com comutação via chaves semicondutoras ativas ou passivas e os transmissores de comunicação através de linhas elétricas, mais conhecidos como *PLCs* (*Power Lines Communication*). Contudo, os *PLCs* estão presentes no sistema durante curtos períodos de tempo, enquanto os demais conversores de potência, via de regra, permanecem operando por um período relevante de tempo, contribuindo, assim, com a maior parcela das interações harmônicas relatadas em campo [12]. O espectro de frequências harmônicas padrão proveniente destes equipamentos, os quais operam sob chaveamento *PWM* convencional, geralmente, está relacionado a três possíveis causas: o chaveamento, o tempo morto (*dead-time*) entre as chaves e a correlação dos inversores com a pré-existência de distorções na rede (emissões secundárias) [13].

2) *Emissão secundária ou distorção de background* - A emissão secundária consiste nas distorções harmônicas pré-existentes em um sistema, antes do acesso de determinado empreendimento à um ponto de acoplamento, também conhecidas como distorções de background ou, ainda, *background distortion*. Essas distorções são causadas pela agregação das emissões harmônicas de diversos equipamentos não-lineares em determinado ponto de medição, análise ou mesmo de acesso de uma instalação à rede. Consiste em um parâmetro extremamente importante, o qual deve ser estimado para a realização de estudos harmônicos. Um bom modelo

deve captar com precisão as possíveis ampliações de distorções causadas pela interação da rede interna de determinado agente acessante com a rede principal. Por exemplo, em casos de mudanças do arranjo da rede principal e conseqüente mudança nos níveis de curto-circuito, pode haver interações harmônicas não habituais, inclusive, resultando em instabilidades, caso não amortecidas [13]. Estudos de acesso de parques eólicos ao SIN (Sistema Interligado Nacional), que não representam esse efeito, seja ele no PAC – Ponto de Acoplamento Comum – do parque ou mesmo de um aerogerador individual, podem não serem fiéis à realidade.

B. Oscilações Harmônicas em Baixa Frequência

As oscilações em baixa frequência são fenômenos oscilatórios que surgem em frequências próximas ao intervalo entre 0,5 a 3Hz. Já as oscilações subsíncronas (SSO) indicam uma volubilidade em frequências que variam de 5 a 55Hz, em sistemas cuja frequência fundamental é 60Hz [14].

As categorias dessas oscilações ainda podem, a depender da instalação, serem subdivididas em: *SSR* (*subsynchronous resonance*), *SSTI* (*subsynchronous torsional interaction*) e *SSCI* (*subsynchronous control interaction*). Sistemas eólicos de geração com tecnologia DFIG podem estar sujeitos aos três casos destacados acima. Os dois primeiros têm relação com interações entre as partes mecânicas do aerogerador com elementos que podem estar presentes nas redes. No caso da SSR ocorre uma interação entre o rotor da máquina com bancos de capacitores série (compensadores de reativo em série), enquanto a *SSTI* tem como causa a interação entre as massas mecânicas do eixo do conjunto turbina-gerador com os sistemas de controle de dispositivos, como por exemplo os *FACTS* [15]. Ademais, existem as *SSCI*, as quais vêm sendo reportadas em diversas aplicações. Estas interações dependem das características dos sistemas de controle dos conversores cc-ca, ocorrendo devido à interação entre um ou mais inversores e seus filtros passa-baixa com a impedância natural da rede elétrica equivalente [16]. Os casos mais frequentes de interações dessa natureza concentram-se em parques eólicos com aerogeradores dos tipos III e IV conectados a sistemas com amortecimento frágil, ou seja, com pequena resistência de amortecimento de oscilações.

C. Ressonâncias Harmônicas

O conceito e a formulação analítica de ressonâncias série e paralela, em circuitos elétricos, são elementares para profissionais de sistemas de energia e podem ser encontrados com facilidade na bibliografia básica de circuitos elétricos. Não obstante, pode-se afirmar que se tratam, de forma genérica, de uma amplificação da tensão e/ou corrente em um circuito, proveniente da interação paralela ou série de elementos ditos passivos [9].

De modo complementar, uma ressonância harmônica consiste em uma amplificação das grandezas tensão e/ou corrente em uma determinada frequência harmônica do sistema elétrico [12].

D. Instabilidade Ressonante

O assunto estabilidade ressonante, também conhecido como estabilidade harmônica, surgiu por volta de 1960, com o comissionamento do primeiro elo de transmissão em corrente contínua, o qual conectaria a Suécia à ilha de Gotland

para exploração mineral [17]. Tal sistema foi projetado, utilizando a estratégia *LCC (Line-Commutated Converters)*, ou seja, comutação natural das chaves dos conversores. Como o sistema foi a época conectado a um sistema com baixo nível de curto-circuito (comumente denominada de rede “fraca”), e portanto, com elevada impedância equivalente, os ângulos de disparo dos tiristores possuía assimetria de maneira a provocar distorções harmônicas não-características. Este fato, por sua vez, causou uma malha de realimentação positiva com a corrente da rede. Este fenômeno passou a ser tratado como instabilidade harmônica [18].

Ao contrário dos sistemas ca-cc tradicionais, os conversores auto comutáveis do tipo fonte de tensão e corrente vêm sendo empregados de forma massiva para diversas aplicações de suma importância para a evolução sustentável e eficiente dos sistemas elétricos. Nestes sistemas, a estabilidade harmônica surge em formas diferentes daquela observada em sistemas *LCCs*. Isto devido à dinâmica operativa do controle *multiple time scale* dos inversores. A dinâmica de pequenos sinais dos conversores pode introduzir um amortecimento negativo em diferentes faixas de frequência, cuja gravidade depende do tipo de controlador e das condições do sistema elétrico de potência [19].

As interações ressonantes em frequências super-síncronas podem provocar oscilações em alta-frequência na rede, as quais não devem ser confundidas com os supra harmônicos discutidos anteriormente. A causa raiz de tais distúrbios é diferente. No caso das instabilidades harmônicas, há uma interação entre os sistemas de controle dos conversores com a impedância natural da rede, a qual pode haver pontos de ressonância em diversas frequências [20]. O que diverge da causa dos supra harmônicos em regime permanente, os quais são observados quando uma ressonância mal amortecida é excitada por uma fonte harmônica [21]. Nota-se que no primeiro caso não há a necessidade de o conversor ser uma fonte de emissão harmônica naquela determinada ordem de interesse, para tal situação, a interação da impedância não-linear do conversor, com a impedância da rede em algumas condições de operação pode originar o fenômeno [22].

Para a avaliação correta das interações dos conversores com a rede local, o comportamento eletromagnético do conversor e dos equipamentos imersos no sistema de potência interconectados, até vários kHz, deve ser modelado adequadamente. A Fig.1 ilustra as interações harmônicas e as frequências típicas de cada fenômeno envolvendo os equipamentos em destaque.

A seguir, na Tabela I, são destacados alguns casos de ocorrências dos fenômenos, anteriormente endereçados, em parques eólicos e fazendas fotovoltaicas.

TABELA I

Documentos Técnicos Relacionados aos Fenômenos de Interações Harmônicas em Instalações de Geração Renováveis

Fenômeno	Referências
Harmônicos em regime permanente	[23], [24]
Pré-distorção	[25], [26]
Ressonâncias harmônicas	[27], [28]
Instabilidade Ressonante	[29], [30]

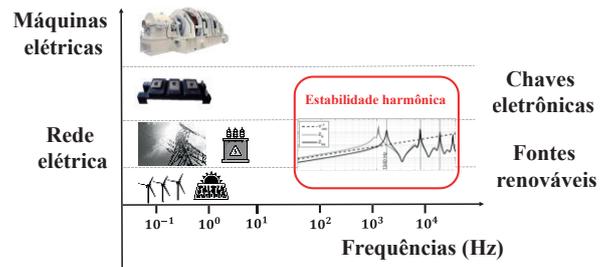


Fig. 1. Interações dinâmicas entre os componentes. Adaptado de [19].

III. MODELAGEM DAS REDES INTERNA E EXTERNA DOS PARQUES EÓLICOS

A seção III traz as principais estratégias de modelagem dos elementos de rede, elenca algumas das principais referências e expõe a importância de se ter um bom modelo de rede para a realização de análises destes fenômenos. A modelagem da rede elétrica para a faixa de frequências em destaque, tem fortes semelhanças com a modelagem para avaliação de transitórios eletromagnéticos, avaliação da coordenação da isolação e verificação das sobretensões transitórias (*TOVs*).

A. Equivalente da Rede Externa

Em termos de uma boa representação da rede externa, existe uma série de recomendações feitas no âmbito dos estudos correlatos à harmônicos. Os procedimentos de rede, bem como o *Cigré*, recomendam a utilização dos envelopes de impedância harmônica da rede equivalente ou método do lugar geométrico, o qual permite considerar as variações da impedância da rede de acordo com a demanda de energia ou carregamento (leve, médio e pesado), além de prever possíveis cenários de contingência [31]. O método possui algumas críticas, principalmente no âmbito prático quando se aplica ao acesso de renováveis ao SIN, uma vez que caso utilizado sem bom senso, pode-se tomar como parâmetro, contingências que sequer são passíveis de ocorrer, dado que se acontecerem, desconectam a instalação acessante. Nesse sentido, alguns estudos podem orientar a instalação de filtros harmônicos improváveis. O operador do sistema brasileiro já revisou a nota técnica de acesso dessas instalações, levando em consideração algumas destas anomalias [32].

Em [33] foi realizado um estudo para verificação da influência do equivalente de rede e verificou-se que o modelo equivalente de Thévenin baseado na impedância de curto-circuito, quando comparado ao envelope de impedâncias, provê uma série de erros significativos em áreas em que ocorrem ressonâncias e, sobretudo, não é indicado para fins de avaliação dos fenômenos de interesse desse artigo.

Além da representação da impedância harmônica, outro parâmetro de extrema importância a se conhecer, para a realização das avaliações, é a emissão secundária ou *background distortion*. Essa variável depende de uma série de fatores para ser definida e possui elevado grau de complexidade para estimação, quando não existem medições prévias em longos períodos, contemplando todos os cenários de carregamento e, até mesmo, contemplando de forma incorreta elementos ativos (não-lineares) anexos ao ponto de avaliação. Nesta seção do artigo, serão discutidas algumas

indicações para estabelecimento dessa pré-distorção em nível de rede externa, enquanto na parte II, será abordada uma estratégia de modelagem em nível de rede interna para considerar eventuais elementos ativos conectados na vizinhança.

A preocupação com a emissão secundária se torna ainda maior em caso em que amplificações podem ser esperadas. Estas amplificações podem ser consequência de interações entre as instalações do cliente e a rede, mas também podem ser causadas por mudanças na topologia da rede principal. Em geral, o estabelecimento dessas distorções harmônicas é feito por meio de uma campanha de medições durante um determinado período representativo com um número de medidores elevado. O principal desafio aqui consiste em determinar a extensão e a duração do monitoramento necessário para capturar as condições representativas. Ainda assim, se faz necessário realizar uma estimativa do *background*, dado que existe a possibilidade de mudanças na rede, como por exemplo, a entrada em operação de instalações anexas previstas no planejamento [34].

B. Modelagem dos Elementos da Rede Interna

1) *Transformadores* - Avaliando a bibliografia técnica correlata aos estudos de sobretensões transitórias, existem vários artigos sobre o comportamento de transformadores em alta frequência. Alguns necessitam de medições para estimação dos parâmetros, contudo outros destacam as diretrizes sobre a modelagem dos transformadores levando em consideração os acoplamentos capacitivos e outros parâmetros relevantes para avaliação do equipamento em faixas de frequência acima de 1kHz. Os principais parâmetros na modelagem de um transformador para estudos correlatos à harmônicos e ressonâncias são as características do enrolamento, núcleo e os acoplamentos capacitivos, quando a avaliação se dá em alta frequência. Em [35], existe uma vasta discussão no que diz respeito à modelagem de transformadores para avaliações de fenômenos transitórios eletromagnéticos e distúrbios em múltiplas frequências.

2) *Cabos e linhas aéreas* - Os modelos de linhas aéreas e cabos isolados para estudos de propagação harmônica são bem documentados na literatura técnica, os quais devem levar em consideração fatores de influência na impedância equivalente dos elementos. Para as linhas aéreas, os principais parâmetros de influência na eficiência do modelo são o efeito *skin*, a resistividade da terra, o tipo de representação do modelo (circuito- π agrupado, circuito- π distribuído, circuitos- π em cascata agrupados) além da altura dos condutores com relação ao solo. No caso dos cabos isolados, tem-se como principais fatores influentes, em uma adequada modelagem, o comprimento do condutor, seu raio médio, a espessura do isolamento, o *layout* do cabo (disposição planar, triangular, em trifólio), a blindagem e o tipo de modelo para representação (circuito- π nominal, equivalente, etc). Os trabalhos [36] e [37] apresentam discussões de relevância no que tange a modelagem de cabos e linhas para estudos em amplas faixas de frequência.

3) *Bancos de capacitores e reatores em série e em derivação* - Os elementos para compensação de reativo e os filtros harmônicos passivos eventualmente existentes na

instalação e na vizinhança, devem ser modelados de forma correta, pois são de extrema importância no que diz respeito ao comportamento do resultado da impedância da rede. A operação desses equipamentos pode causar mudanças na característica da rede de tal forma que ocorra problemas de instabilidade harmônica, além dos conhecidos transitórios eletromagnéticos de energização. Os bancos de reatores e capacitores em série e em derivação podem ser representados como componentes concentrados, com susceptância linear variável com a frequência. Além disso, as perdas resistivas devem ser representadas, pois impactam diretamente no fator de amortecimento da rede para a análise em discussão. Os filtros harmônicos passivos podem também serem representados como componentes concentrados de susceptância linear variável com a frequência. Destaca-se aqui a necessidade de levar em consideração parâmetros como a largura de banda do filtro, frequência de sintonia e fator de qualidade [38].

4) *Distância mínima da barra de interesse* - Quando o assunto são os estudos de fluxo de carga e/ou análises de curtos-circuitos, tem-se como prática, a utilização de um modelo completo em regime permanente da rede da concessionária e até mesmo do sistema interligado nacional (SIN), além disso, a maioria das concessionárias ou no caso do SIN, o operador nacional do sistema, possui um modelo dinâmico da rede para avaliações de estabilidade. Contudo, ainda é um desafio obter modelos de rede equivalente dependentes da frequência para fins de avaliação de distorções harmônicas e estabilidade ressonante. Quando não há um modelo de rede completo, contemplando o equivalente do sistema, o maior desafio consiste em determinar quanto da rede precisa ser representado em detalhes e como derivar equivalentes precisos do restante da rede. Como foi visto para a rede externa, existem estratégias para avaliação da impedância harmônica, o que dependerá da característica de carga do sistema e de eventuais contingências. Porém, em termos da rede interna, quando a instalação se trata de um sistema demasiadamente complexo e grande é necessário identificar um equilíbrio entre precisão do modelo, quantidade de dados disponíveis e o processamento computacional necessário. Segundo [39] uma abordagem comum que pode ser levada como guia é realizar um estudo de sensibilidade estendendo progressivamente o sistema até que os resultados de duas interações consecutivas converjam. Além disso, em [40], faz-se as seguintes considerações: a rede a ser estudada deve ser representada em detalhes até cinco barras e duas transformações em torno do ponto de interesse, barramentos com níveis de compensação reativa significativas devem ser representados e a extensão da rede deve ser suficiente para incorporar todas as contingências que precisam ser avaliadas. Em termos do equivalente de rede, é indicado levar em consideração as estratégias destacadas na Subseção A.

C. Modelagem do Aerogerador do Tipo III (DFIG)

No que diz respeito ao aerogerador, existem uma gama de modelos representativos desses equipamentos, contudo, no que tange à representação das emissões harmônicas e inter-harmônicas dos mesmos, ainda existem algumas críticas aos modelos existentes, principalmente, quando se trata de fenômenos de frequência elevada e inter-harmônicos. Este

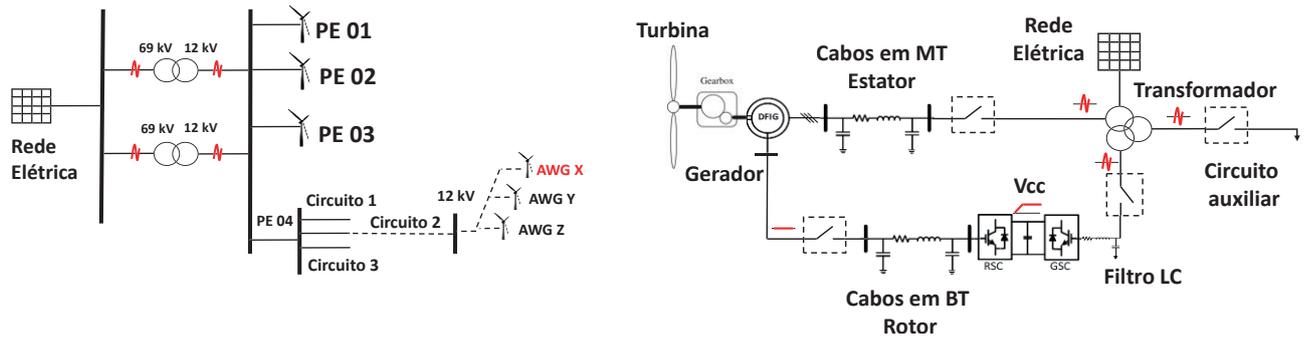


Fig. 2. (a) Diagrama esquemático do parque eólico (b) aerogerador sob modelagem.

artigo pretende expor algumas estratégias de modelagem no domínio do tempo existentes dos aerogeradores do tipo III, as quais serão avaliadas via estudos de caso prático, comparando os resultados obtidos com medições executadas em campo. Destaque será dado às turbinas tipo III, uma vez que são as mais utilizadas em nível mundial, devido principalmente ao seu elevado custo x benefício e controlabilidade [41].

1) *Abordagem numérica de modelagem no domínio do tempo* - A abordagem numérica consiste em um tipo de modelagem na qual se representa minuciosamente as partes pertinentes ao equipamento ou ao sistema, levando em consideração aspectos de controle dinâmicos e operacionais, por meio de equações diferenciais ordinárias. Esse tipo de abordagem é muito utilizado por fabricantes e projetistas, principalmente para avaliações de transitórios eletromagnéticos, contudo, devido a uma questão de propriedade intelectual não são fornecidas informações adicionais, tais como: informações dos controladores, modos de operação e estratégias de processamento de dados utilizados em cada equipamento. No máximo, são fornecidas as características do *hardware*, tais como: parâmetros de indutores e capacitores dos filtros, dos conversores, capacitor do elo CC, etc. Sendo assim, uma representação perfeita de equipamentos de diversos fabricantes é impossível de ser obtida e implementada. A ideia, de uma forma geral, é representar por meio de estratégias de controle e operação já conhecidas e validadas, com a mesma resposta observada por meio de medições *in loco*. Além dessa estratégia óbvia de validação de um modelo, existem ainda algumas outras, as quais serão brevemente discutidas no decorrer desse artigo.

2) *Modelo detalhado do aerogerador* - Um aerogerador tipo III é essencialmente composto por uma máquina de indução (tipo *wound*) duplamente excitada, tanto pelo lado do rotor, quanto pelo lado do estator. Além do gerador de indução, existe um conversor *back-to-back*, o qual tem um lado alimentando o rotor e outro fazendo interface com a rede elétrica. O conversor do lado do rotor é conhecido, em inglês, por *RSC – Rotor Side Converter*, enquanto que o do lado da rede é conhecido por *GSC – Grid Side Converter*. Alguns fabricantes também chamam, de forma simplificada, esse conversor do lado da rede de unidade retificadora. O conversor do lado do gerador, via de regra, é responsável por controlar a saída de potência ativa e reativa do aerogerador, além da velocidade de rotação do rotor, enquanto o inversor do lado da

rede tem como função principal regular a tensão no elo CC e compensar reativo. A Fig. 2a ilustra um exemplo de parque eólico, enquanto a Fig. 2b mostra um arranjo genérico de aerogerador do tipo III.

A modelagem numérica detalhada, em *softwares* de análise transitória, é bastante conhecida e utilizada por projetistas e fabricantes. Nessa abordagem, para que o modelo seja semelhante ao equipamento, faz-se necessário um detalhamento suficiente de suas características. Assim, tanto a contribuição harmônica, quanto a impedância interna, podem ser representadas de uma forma correta. Em termos de resposta esperada, uma adequada modelagem precisa representar corretamente a influência da impedância da rede na emissão harmônica do aerogerador, devendo demonstrar, de forma correta, a influência das emissões secundárias na emissão harmônica daquele equipamento e devendo, também, ser aplicável aos estudos convencionais de avaliação de distorções harmônicas [42].

Com o intuito de expor a estratégia de controle mais difundida no meio acadêmico e industrial, além dos modos operacionais do aerogerador *DFIG*, a seguir serão apresentadas as lógicas utilizadas para cumprir com os objetivos operacionais. É importante destacar, que o artigo não tem por objetivo proposições de novas estratégias de controle, tampouco novas filosofias operacionais.

Em termos de filosofia operacional, o aerogerador, geralmente, possui quatro modos de funcionamento: modo de partida, despacho máximo de potência, controle de velocidade e limitação de potência. Na partida, o aerogerador opera com controle de velocidade constante, quando a velocidade do vento é ligeiramente maior que a velocidade de *cut-in* (ativação). No modo de despacho, máximo de potência, a velocidade do rotor é regulada para que a potência máxima seja alcançada. No momento que a velocidade do vento é tão grande que faz com que o rotor atinja seu limite mecânico, a velocidade do rotor é limitada para evitar falha mecânica, nesse caso, o aerogerador opera em modo de controle de velocidade. Embora a velocidade do rotor, nesta situação, seja fixa, a potência obtida na turbina pode aumentar de forma proporcional ao torque no eixo da máquina, que é proporcional à velocidade do vento. Uma vez que a potência atinja o limiar dos ativos elétricos, a turbina é transferida para o modo de limitação de potência, para evitar danos às partes elétricas, como gerador e inversores [44].

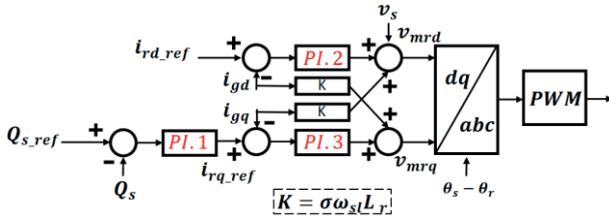


Fig. 3. Diagrama de controle do RSC. Adaptado de [43].

O controle do RSC é o responsável por definir os modos operacionais supracitados. Para tanto, de forma genérica, a Fig. 3 destaca esses modos de operação.

Quando o conversor atua com controle de potência, a corrente i_{rd_ref} é calculada como evidenciado em (1) e quando em modo de controle da velocidade, i_{rd_ref} é calculado através do erro resultante da comparação da velocidade atual do rotor (ω_r) com a velocidade de referência (ω_{r_ref}) [45].

$$i_{rd_ref} = \frac{2L_s}{3L_m} \frac{P_{s_ref}}{V_s}. \quad (1)$$

O controle do GSC como, dito anteriormente, tem como função principal estabelecer uma tensão no elo CC e controlá-la de tal forma que o RSC opere como esperado. Além disso, ele também é responsável por realizar o serviço ancilar e controlar o reativo no ponto de acoplamento do dispositivo [37]. A Fig. 4 ilustra, em termos de diagramas de blocos, a estratégia padrão de controle utilizada para atingir os objetivos salientados.

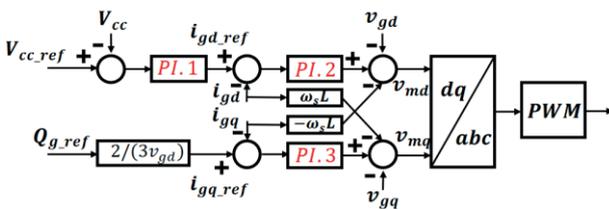


Fig. 4. Diagrama de controle do GSC. Adaptado de [43].

A PLL (Phase Locked Loop) atua como uma malha de controle de sincronização. O ângulo de sincronização do PLL é usado na transformação das variáveis de abc para dq0 no sistema de controle do conversor. Pode-se verificar que existem dois planos rotativos síncronos, ou seja, o plano dq do conversor conectado à rede e o plano dq do conversor conectado ao gerador. A Fig. 5 destaca o SRF-PLL - Synchronous Reference Frame Phase Locked Loop padrão, o qual será empregado na modelagem do aerogerador. Destaca-se, no entanto, que existe uma grande variedade de tipos distintos de sincronizadores [46].

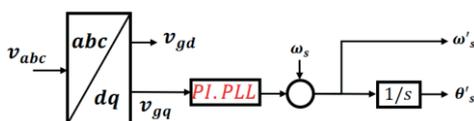


Fig. 5. Esquemático do PLL utilizado. Adaptado de [37].

Os parâmetros dos controladores proporcionais integrais, utilizados na modelagem detalhada de aerogerador, podem ser obtidos por distintas estratégias, tanto empíricas, quanto matemáticas [47] [48].

Em se tratando da modelagem da máquina de indução duplamente excitada, existe uma série de estratégias passíveis de serem aplicadas às simulações no domínio do tempo. Neste artigo serão considerados quatro métodos, devidamente selecionados pelos presentes autores, para representação da emissão harmônica em múltiplas frequências. Para fins da realização dos estudos de caso, será utilizado o modelo da máquina no domínio dq0.

TABELA II
Documentos Técnicos Relacionados a Modelagem dos Geradores de Indução Duplamente Excitados para Análises Harmônicas

Estratégia	Referência
Modelo harmônico da máquina de indução bobinado (<i>WRIM</i>) acoplado a um modelo de controlador orientado a fluxo de estator (<i>SFOC</i>)	[49]
Modelo de fonte tensão por trás de reatância (<i>VBR</i>)	[50]
Modelo de circuito equivalente em dq0 ou abc	[51]

1) *Modelos simplificados do aerogerador* - Os modelos detalhados de parques eólicos, com aerogeradores do tipo III, requer um elevado processamento e demanda muito tempo de simulação. Isto, devido ao fato de que o mesmo emula todas as chaves eletrônicas, as quais possuem uma dinâmica que depende da topologia do sistema, para cada instante de comutação. Nesse sentido, modelos ditos simplificados ou médios são bastante úteis para aplicações em grandes sistemas. Dentre a gama de modelos simplificados de conversores existentes, este artigo técnico irá destacar dois, o *DAVM* (Dynamic Average-Value Model) e o *SFM* (Switching Function Model), os quais se encontram aqui esmiuçados.

O modelo *DAVM* consiste em uma abordagem na qual o circuito do conversor é considerado invariante no tempo por meio do cálculo da média das comutações das chaves. Nessa estratégia, as alternâncias rápidas são calculadas para simplificar e, deste modo, acelerar as simulações do conversor eletrônico. As variáveis em corrente contínua e alternada, representadas no plano de referência síncrono (dq0), são calculadas em um período de comutação fictício. Isto, resulta nas seguintes relações entre as variáveis ca e cc médias do conversor [42]:

$$v_{qd_s} = \frac{\sqrt{3}v_{gd_ref}}{V_{cc}} \frac{V_{cc}}{\sqrt{3}}, (0 \leq m \leq 1) \quad (2)$$

$$I_{cc} = \frac{3(v_{q_s} \times i_{q_s})(v_{d_s} \times i_{d_s})}{3V_{cc}}. \quad (3)$$

Estas estratégias de modelagem, através do cálculo da média, não são capazes de representar o conteúdo harmônico em alta frequência do conversor. Nesse sentido, faz-se necessário utilizar um emulador de chaveamento para tal representação. Em [50] é apresentada uma estratégia de emulação do chaveamento, que permite representar todo o

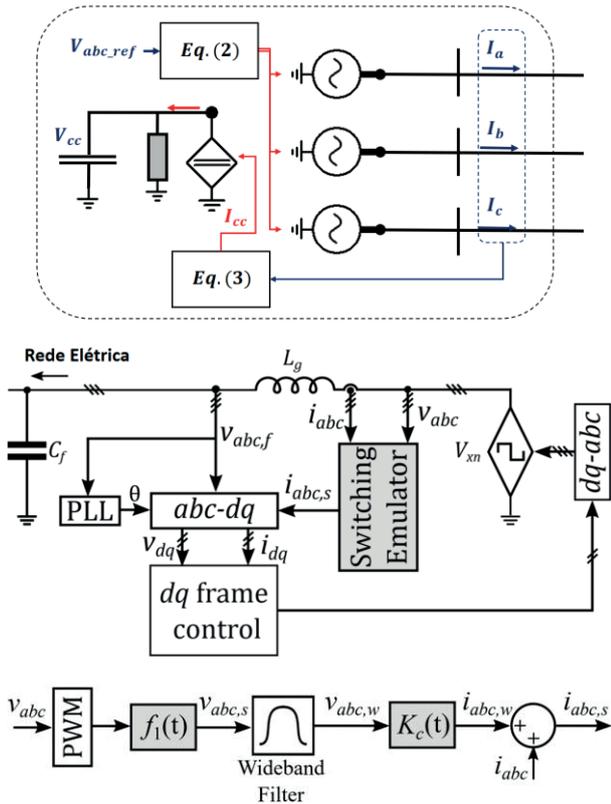


Fig. 6. (a) Modelagem do conversor simplificado DAVM (b) Conversor com emulador de chaveamento (c) Estrutura do emulador de chaveamento. Adaptado de [50].

conteúdo espectral do equipamento, a qual será utilizada para as modelagens aqui desenvolvidas. A equação (4) expõe a matemática por trás do emulador de chaveamento. A Fig. 6 ilustra o modelo de conversor simplificado do tipo DAVM, bem como do emulador de chaveamento.

$$\begin{aligned}
 i_{abc_s} &= \frac{1}{2} S_f V_{cc} \times FTF \times K \\
 S_f &= S_{Fu} - S_{Fd} \\
 FTF &\rightarrow \text{Wideband_Filter} \\
 K &\rightarrow \text{Fator_de_Potência}
 \end{aligned} \quad (4)$$

As designações u e d significam, chaves superiores e inferiores, respectivamente. S_f é a função de chaveamento, FTF é a função de transferência do filtro e K é um fator de ajuste que varia com a potência do conversor.

No caso do modelo SFM, a lógica também consiste em manter a topologia do sistema constante, o que reduz o tempo de execução. Contudo, nesse caso, todos os instantes de comutação são calculados de forma semelhante ao modelo detalhado e, ao invés de usar chaves eletrônicas reais, um circuito equivalente do conversor, incluindo fontes de tensão e corrente controladas, é empregado na simulação. Os valores de tensão e corrente dessas fontes são calculados a cada etapa do tempo de comutação. Em outras palavras, ao invés de alterar a topologia do sistema a cada passo de integração, as alterações de tensões e correntes devido às comutações são calculadas e usadas na própria simulação [51].

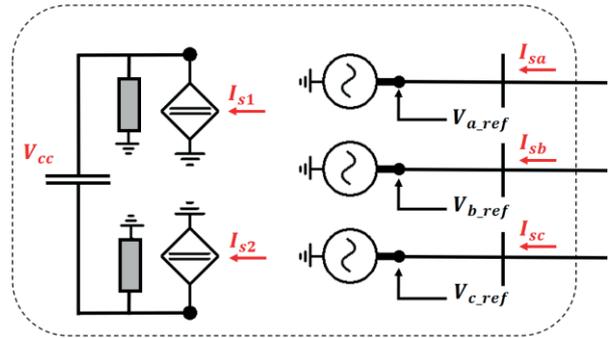


Fig. 7. Esquema representativo do modelo SFM. Adaptado de [51].

$$\begin{aligned}
 v_a &= T_u V_{cc} - T_d V_{cc} \\
 v_b &= T_u V_{cc} - T_d V_{cc} \\
 v_c &= T_u V_{cc} - T_d V_{cc} \\
 u &= (1,3,5) \\
 d &= (2,4,6)
 \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned}
 I_{s1} &= T_1 i_a + T_3 i_b + T_5 i_c \\
 I_{s2} &= T_2 i_a + T_4 i_b + T_6 i_c
 \end{aligned} \quad (6)$$

Nesse caso, não se faz necessária a aplicação de um emulador do chaveamento. A Fig. 7 expõe esse modelo de conversor do tipo SFM.

Para esse caso, os períodos de atuação das chaves são representados como T , sendo novamente u referente às chaves superiores e d referente às chaves inferiores do inversor de seis pulsos. Além disso, as tensões em corrente alternada são representadas por v_{abc} e as correntes no polo positivo e negativo do elo cc por I_{s12} .

IV. ESTUDOS DE CASO E DISCUSSÕES

Com o intuito de testar os modelos quanto às emissões harmônicas em múltiplas frequências, tem-se a execução de dois distintos estudos de caso. No primeiro estudo de caso, medições realizadas, em um barramento interno do aerogerador sob análise, serão usadas como fonte de alimentação e a resposta dos três modelos apresentados será mostrada, considerando que se tem uma variação da potência do aerogerador em função das condições de vento. No segundo estudo de caso, o parque eólico será modelado completamente e os dados de medição nos pontos de conexão deste mesmo aerogerador serão coletados para comparação com os resultados advindos de medições reais realizadas em campo. Destaca-se, aqui, que o desempenho computacional dos modelos apresentados não será cerne de avaliação deste trabalho, conforme já mencionado.

A. Arranjo e Parâmetros Elétricos do Aerogerador Modelado

As medições utilizadas como parâmetro para as simulações foram realizadas em uma central geradora eólica no nordeste do Brasil, a qual possui quatro parques eólicos, cada um com potência instalada igual a 27MVA. O equipamento de medição utilizado consiste no osciloscópio Fluke 190-104, aparelho indicado para medições em alta-frequência (até 100MHz), com excelente performance. As principais

características referentes aos modelos implementados são apresentadas nas Tabelas III, IV, V e VI.

TABELA III
Parâmetros do Aerogerador Implementado

Parâmetro	Valor	Descrição
1. Gerador Duplamente Excitado (DFIG)		
Conexão	Y	Tipo de conexão do gerador
S_n (kVA)	3300	Potência aparente nominal
P_n (kW)	3150	Potência ativa nominal
FP	0,95 c	Fator de potência nominal
V_s (kV)	12	Tensão nominal no estator
n_r (rpm)	1320	Velocidade de rotação do rotor
n_o (rpm)	1200	Velocidade síncrona
I_s (A)	147	Corrente nominal no estator
V_r (kV)	0,192	Tensão nominal no rotor
I_r (A)	1168	Corrente nominal no rotor
s	-0,1	escorregamento nominal
C_n (N.m)	-22753	Conjugado nominal
p	6	Número de polos

TABELA IV
Parâmetros do Conversor do Lado da Máquina de Indução

2. Rotor Side Converter (RSC)		
L_f (mH)	0,05	Indutância do filtro dV/dt
R_f (Ω)	22,0	Resistência do filtro dV/dt
K_p (pu) T_i (s)	500 0,1	Controlador PI-1
K_p (pu) T_i (s)	1,1 0,05	Controladores PI-2 e PI-3
F_s (kHz)	2,0	Frequência de comutação

TABELA V
Parâmetros do Conversor do Lado da Rede

3. Grid Side Converter (GSC)		
L_f (mH)	0,20	Indutância do filtro harmônico
R_f (Ω)	0,30	Resistência do filtro harmônico
C_f (μ F)	66,8	Capacitância do filtro harmônico
K_p (pu) T_i (s)	1 0,1	Controlador PI-1
K_p (pu) T_i (s)	1 0,03	Controladores PI-2 e PI-3
K_p (pu) T_i (s)	0,0027	Controlador PI-PLL
F_s (kHz)	5,0	Frequência de comutação

TABELA VI
Parâmetros do Transformador

4. Transformador de três enrolamentos (12 kV, 690 V, 400 V)		
P_{12} (kVA)	630	Potência aparente nominal dos enrolamentos 1-2
P_{13} (kVA)	150	Potência aparente nominal dos enrolamentos 1-3

V_1 (kV)	12	Tensão nominal do enrolamento primário
V_2 (kV)	0,69	Tensão nominal do enrolamento secundário
V_3 (kV)	0,44	Tensão nominal do enrolamento terciário
f_0 (Hz)	60	Frequência nominal
Conexão	YYn0	Tipo de ligação dos enrolamentos
P_{fe} (W)	1500	Perdas no ferro do núcleo
P_{cu} (W)	6420	Perdas no cobre dos enrolamentos
V_{cc} (%)	6	Tensão para o ensaio em curto-circuito
I_0 (%)	1,2	Corrente à vazio
R_{cc12} (ohm)	2,44	Resistência de cc dos enrolamentos 1-2
X_{cc12} (ohm)	14,03	Reatância de cc dos enrolamentos 1-2
R_m (ohm)	101888	Resistência de magnetização
X_m (ohm)	19795	Reatância de magnetização

Os parâmetros elétricos apresentados nas tabelas são os valores de placa do aerogerador em operação em campo, fornecidos pelo fabricante, sendo que as informações deste fabricante serão resguardadas devido a questões de ordem comercial.

A. Implementações Computacionais e Realização dos Estudos de Caso

Objetivando-se a verificação da eficácia dos modelos no domínio do tempo, em representar as emissões harmônicas em parques eólicos, serão realizadas algumas avaliações de ordem computacional, a saber: para o Estudo de Caso 1, os três modelos são alimentados com uma fonte de tensão ideal, diretamente conectada ao transformador de acoplamento; enquanto no Estudo de Caso 2, uma fonte de tensão correspondente às medições em campo é implementada e alimenta a unidade de geração em 12kV. Essa medição, apresenta apenas o conteúdo de *background* ou emissão secundária do parque, com o aerogerador AWG X, indicado na Fig. 4, desconectado. Nos dois estudos de caso, as análises são realizadas no secundário do transformador em 690V, onde se encontra a interface do conversor GSC. Este ponto de medição, foi de fato o local em que se verificaram as maiores amplitudes de distorções harmônicas do aerogerador.

1) Estudo de Caso 1 – Operação dos modelos de aerogerador em barramento sem background distortion - Diante dos resultados destacados nas Fig. 8 (a) e (b), é possível afirmar que os modelos simplificados permitem uma adequada representação do aerogerador, haja vista a boa correlação dos conteúdos espectrais encontrado, observando baixos valores de erros. É evidente que erros intrínsecos aos processos são inevitáveis, contudo, tanto o modelo DAVM, quanto o SFM, se mostram eficientes a ponto de poderem ser aplicados como aerogeradores de *background*, ou seja, para fins de emissores secundários. A Tabela VII destaca o desvio padrão entre os valores *true-rms* de tensão obtidos por meio dos três modelos implementados.

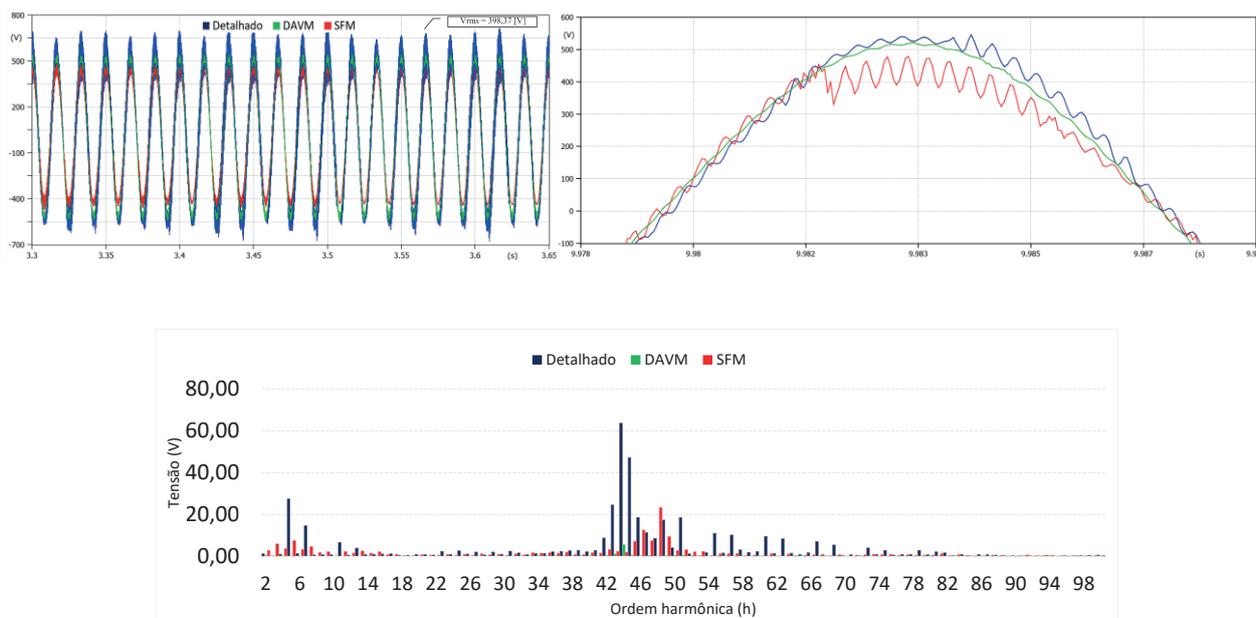


Fig. 8. Estudo de Caso 1: (a) (a.1) Forma de onda da tensão na fase A em 690Vf-f obtida. (a.2) Corte da forma de onda de tensão (b) Espectro harmônico obtido para cada modelo.

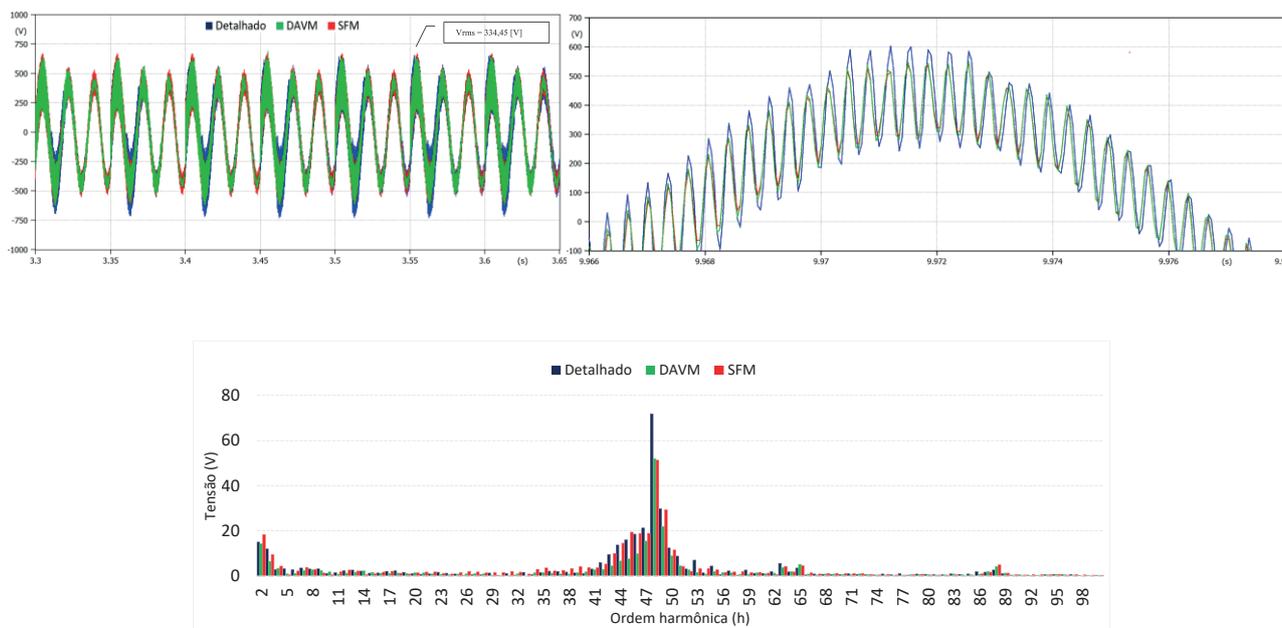


Fig. 9. Estudo de Caso 2: (a) (a.1) Forma de onda da tensão na fase A em 690Vf-f obtida. (a.2) Corte da forma de onda de tensão (b) Espectro harmônico obtido para cada modelo.

TABELA VII
Desvio Padrão Entre as Tensões *True-RMS*

Estudos de Caso	$V_{a_detalhado}$	V_{a_DAVM}	V_{a_SFM}	Desvio
1	398,28	362,67	366,15	4%
2	334,45	332,67	333,04	0,2%

É importante destacar que por mais que exista um erro inerente à representação simplificada, ainda assim, esses modelos são mais representativos de fenômenos oscilatórios e/ou dinâmicos que os modelos equivalentes de Norton e Thévenin, frequentemente utilizados para representar circuitos equivalentes.

1) *Estudo de Caso 2 – Operação dos modelos de aerogerador em barramento com background distortion* - No segundo estudo de caso, os modelos foram alimentados com uma fonte de tensão composta por valores medidos em campo, utilizando, para tanto, a fonte “Empirical type 1” disponível no *Atpdraw*. O parque eólico em questão, possuía conteúdos harmônicos, de baixa e alta frequências, bastante expressivos, devido, principalmente, ao arranjo da rede interna e à topologia dos aerogeradores. Nota-se, para esse caso em estudo, que também houve um resultado satisfatório na utilização dos modelos, porém discrepâncias de valores medidos e simulados podem ser observados com valores ligeiramente superiores aos encontrados no Estudo de Caso 1. Isto pode ser proveniente dos parâmetros de incerteza estimados na modelagem, como por

exemplo as capacitâncias de fuga do transformador, bem como o ajuste dos controladores aplicados na prática em comparação aos utilizados nos modelos. Ainda assim, é possível observar que os modelos conseguem emular de forma satisfatória os fenômenos práticos, necessitando apenas de alguns pequenos ajustes. As Fig. 9 (a) e (b) representam os resultados em termos de tensões e espectros harmônicos obtidos. É também importante destacar, que o acoplamento magnético entre estator e rotor está devidamente contemplado no modelo detalhado e pode ser a maior razão dos desvios evidenciados nas formas de onda apresentadas.

V. CONCLUSÕES

Este artigo primou por evidenciar diferentes conceitos correlatos aos fenômenos de emissão harmônica, contemplando, para tanto, uma revisão bibliográfica detalhada dos principais métodos de modelagem de sistemas eólicos, com foco em estratégias no domínio do tempo. Neste ínterim, três distintos modelos de aerogeradores foram implementados no simulador *Atpdraw*. Ademais, utilizou-se de parâmetros reais e medições em campo, a partir de dados advindos de um parque eólico situado no nordeste brasileiro, em que havia um histórico de problemas de queima de equipamentos e mal funcionamentos devido aos fenômenos de interações harmônicas. Assim, de uma forma geral, os objetivos do artigo foram alcançados.

Vale ressaltar que neste artigo foram confrontadas distintas estratégias de modelagem, a saber: modelo detalhado, modelo simplificado DAVM e modelo simplificado SFM. Os resultados de tais implementações, feitas a partir de dois estudos de casos, levam à conclusão de que as modelagens simplificadas (DAVM e SFM) podem ser consideradas eficazes para a representação de aerogeradores do tipo DFIG no contexto dos fenômenos de interações harmônicas. Sendo tal constatação de suma importância pelo fato de que modelos simplificados podem levar a equívocos grosseiros, não contemplando estes distúrbios de qualidade da energia, enquanto modelos detalhados de parques eólicos e aerogeradores tem-se por imperativo a necessidade de grandes esforços computacionais.

Para mais, a implementação de estratégias de mitigação ativa tais como as apresentadas em [52], [53] e [54], se mostram como oportunidade de avaliação e podem ser relevantes para avaliação no âmbito da mitigação efetiva das instabilidades ressonantes.

REFERÊNCIAS

- [1] “Infográficos de Geração - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL”, 2021 [Online]. Disponível: <https://www.aneel.gov.br/documents>
- [2] “Global Energy Review 2021 – Analysis - IEA”, 2021 [Online]. Disponível: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021>
- [3] M. Ghiasi, “Technical and economic evaluation of power quality performance using FACTS devices considering renewable micro-grids”, *Renew. Energy Focus*, vol. 29, no. pp. 49–62, June, 2019, doi: 10.1016/j.ref.2019.02.006.
- [4] X. Wang, Y. W. Li, F. Blaabjerg and P. C. Loh, “Virtual-Impedance-Based Control for Voltage-Source and Current-Source Converters”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 12, pp. 7019-7037, Dec. 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2382565.
- [5] R. Burch et al., “Impact of aggregate linear load modeling on harmonic analysis: a comparison of common practice and analytical models,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 18, no. 2, pp. 625–630, Apr. 2003, doi: 10.1109/TPWRD.2003.810492.
- [6] Ł. H. Kocewiak, J. Hjerrild and C. L. Bak, “Wind turbine converter control interaction with complex wind farm systems”, *IET Renewable Power Generation*, vol. 7, no. 4, pp. 380-389, July 2013. doi: 10.1049/iet-rpg.2012.0209
- [7] J. A. Martinez, R. Walling, B. A. Mork, J. Martin-Arnedo, and D. Durbak, “Parameter determination for modeling system transients-Part III: Transformers”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 3, pp. 2051–2062, July 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2005.848752.
- [8] S. Yanchenko and J. Meyer, “Harmonic emission of household devices in presence of typical voltage distortions”, *IEEE Eindhoven PowerTech*, pp. 1-6, june/july 2015. doi: 10.1109/PTC.2015.7232518.
- [9] K. Yang, “On Harmonic Emission, Propagation and Aggregation in Wind Power Plants”, *Luleå tekniska universitet, Energy Science, Department of Engineering Sciences and Mathematics*, Luleå University of Technology, July 2015. 10.13140/RG.2.1.2178.7048
- [10] X. Wang, F. Blaabjerg and W. Wu, “Modeling and Analysis of Harmonic Stability in an AC Power-Electronics-Based Power System”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 12, pp. 6421-6432, December 2014, doi: 10.1109/TPEL.2014.2306432.
- [11] S. K. Rönnberg et al., “On waveform distortion in the frequency range of 2 kHz–150 kHz—Review and research challenges”, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 150, pp. 1–10, Sept 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.04.032.
- [12] F. Zavoda et al., *Power Quality and EMC Issues with Future Electricity Networks*. 2018.
- [13] O. Lennerhag, G. Pinares, M. H. J. Bollen, G. Foskolos, and T. Gafurov, “Performance indicators for quantifying the ability of the grid to host renewable electricity production”, *CIGRE - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 792–795, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0178.
- [14] M. Ghiasi, “Technical and economic evaluation of power quality performance using FACTS devices considering renewable micro-grids”, *Renew. Energy Focus*, vol. 29, June 2019, pp. 49–62, doi: 10.1016/j.ref.2019.02.006.
- [15] X. Lin et al., “Impact of Characteristic Harmonics on the Small-Signal Stability of LCC-HVDC Station”, in 4th International Conference on HVDC (HVDC), 2020, pp. 705–711, doi: 10.1109/HVDC50696.2020.9292813.
- [16] C. Yoon, H. Bai, R. N. Beres, X. Wang, C. L. Bak and F. Blaabjerg, “Harmonic Stability Assessment for Multiparalleled, Grid-Connected Inverters”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1388-1397, Oct. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2551737.

- [17] J. He, Y. W. Li, D. Bosnjak and B. Harris, "Investigation and Active Damping of Multiple Resonances in a Parallel-Inverter-Based Microgrid", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 1, pp. 234-246, Jan. 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2195032.
- [18] L. Sainz, M. Cheah-Mane, L. Monjo, J. Liang and O. Gomis-Bellmunt, "Positive-Net-Damping Stability Criterion in Grid-Connected VSC Systems", *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 5, no. 4, pp. 1499-1512, Dec. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2707533.
- [19] C. Li, "Unstable Operation of Photovoltaic Inverter From Field Experiences", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 1013-1015, April 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2656020.
- [20] X. Lin et al., "Impact of Characteristic Harmonics on the Small-Signal Stability of LCC-HVDC Station", in 4th International Conference on HVDC (HVDC), 2020, pp. 705-711, doi: 10.1109/HVDC50696.2020.9292813.
- [21] S. Song, Z. Wei, Y. Lin, B. Liu and H. Liu, "Impedance modeling and stability analysis of PV grid-connected inverter systems considering frequency coupling", *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 6, no. 2, pp. 279-290, June 2020, doi: 10.17775/CSEEJPES.2019.02430.
- [22] L. Sainz, M. Cheah-Mane, L. Monjo, J. Liang and O. Gomis-Bellmunt, "Positive-Net-Damping Stability Criterion in Grid-Connected VSC Systems", *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 5, no. 4, pp. 1499-1512, Dec. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2707533.
- [23] R. Torquato, A. Argüello and W. Freitas, "Practical Chart for Harmonic Resonance Assessment of DFIG-Based Wind Parks", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 5, pp. 2233-2242, Oct. 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2020.2964631.
- [24] Y. Song and F. Blaabjerg, "Overview of DFIG-Based Wind Power System Resonances Under Weak Networks", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 6, pp. 4370-4394, June 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2601643.
- [25] Z. Li, H. Hu, L. Tang, Y. Wang, T. Zang and Z. He, "Quantitative Severity Assessment and Sensitivity Analysis Under Uncertainty for Harmonic Resonance Amplification in Power Systems", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 2, pp. 809-818, April 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2928565.
- [26] X. Wang and F. Blaabjerg, "Harmonic Stability in Power Electronic-Based Power Systems: Concept, Modeling, and Analysis", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2858-2870, May 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2812712.
- [27] Marc Cheah-Mane, Luis Sainz, Eduardo Prieto-Araujo, Oriol Gomis-Bellmunt, "Impedance-based analysis of harmonic instabilities", *HVDC-connected Offshore Wind Power Plants, International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 106, March 2019, Pages 420-431. doi: 10.1016/j.ijepes.2018.10.031
- [28] IEC 61000-3-6:2008, "Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV", *HV and EHV power systems*, edition 2.0, 2008.
- [29] V. Myagkov, L. Petersen, S. Burutxaga Laza, F. Iov, L. H. Kocewiak, "Parametric Variation for Detailed Model of External Grid in Offshore Wind Farms". *Proceedings of the 13th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power Into Power Systems As Well As on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants (wiw2014)*. Berlin, November 2014.
- [30] "Os submódulos versão 2020.12, aprovados pela REN ANEEL nº 903/2020, estão vigentes a partir de 1º de janeiro de 2021." Aug 28, 2022 [Online]. Disponível: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>
- [31] Carli, Miguel Pires de. "Identificação e Análise Das Inconsistências e Dos Critérios Conservadores Da Metodologia de Avaliação Do Desempenho Harmônico de Parques Eólicos No Brasil." *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XXV SNPTEE)*. N.p., 2019. Print.
- [32] J. Arrillaga, B.C. Smith, N.R. Watson, A. R. Wood, "Power System Harmonic Analysis". *John Wiley & Sons*, 1997.
- [33] J. A. Martinez and B. A. Mork, "Transformer modeling for low- and mid-frequency transients - a review", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 2, pp. 1625-1632, April 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2004.833884.
- [34] B. Gustavsen, J. A. Martinez and D. Durbak, "Parameter determination for modeling system transients-Part II: Insulated cables", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 3, pp. 2045-2050, July 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2005.848774.
- [35] J.R. Carson, *Wave propagation in overhead wires with ground return*, *Bell Syst. Tech. J.* 5 (1926) 539-554.
- [36] Hua Bai, C. Mi, *Transients of Modern Power Electronics*, Wiley, 2011.
- [37] CIGRE TB 568. "Transformer Energization in Power Systems: A Study Guide", *WG C4.307*, February 2014.
- [38] "Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks. I. Concepts, models, and simulation techniques", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 1, pp. 452-465, Jan. 1996, doi: 10.1109/61.484130.
- [39] F. Bizzarri, A. Brambilla and F. Milano, "Simplified Model to Study the Induction Generator Effect of the Subsynchronous Resonance Phenomenon", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 33, no. 2, pp. 889-892, June 2018, doi: 10.1109/TEC.2018.2799479.
- [40] E. S. Abdin and W. Xu, "Control design and dynamic performance analysis of a wind turbine-induction generator unit", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 15, no. 1, pp. 91-96, March 2000, doi: 10.1109/60.849122.
- [41] R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher, "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation", in *Proc. IEE Proc. Electr. Power Appl.*, vol. 143, no. 3, pp. 231-241, October 1996. doi: 10.1049/ip-epa:19960454

- [42] M. Tazil, V. Kumar, R. C. Bansal, S. Kong, Z. Y. Dong, W. Freitas, and H. D. Mathur, "Three-phase doubly fed induction generators: An overview", *IET Electric Power Appl.*, vol. 4, no. 2, pp. 75–89, March 2010. doi: 10.1049/iet-epa.2009.0071
- [43] IEC TR 61400-21-3 *EDI: Wind energy generation systems – Part 21-3: Wind turbine harmonic model and its application.*
- [44] J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang and A. M. Gole, "Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 5, pp. 2287-2296, Oct. 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2330518.
- [45] K. J. Åström and B. Wittenmark. "Computer-Control Systems: Theory and Design", Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 3rd edition, 1997.
- [46] T. Basar, editor. Control Theory: Twenty-five Seminal Papers (1932–1981). *IEEE Press*, New York, 2001.
- [47] N. Sarma, P. M. Tuohy, J. M. Apsley, S. Djurović, Y. Wang "DFIG Stator Flux Oriented Control Scheme Execution for Test Facilities Utilising Commercial Converters," *IET Renewable Power Generation (RPG) Journal*, Volume 12, Issue 12, Pages 1366-1374, October 2018. doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5195
- [48] N. Amiri, S. Ebrahimi, and J. Jatskevich, "Efficient simulation of wind generation systems using voltage-behind-reactance model of doubly-fed induction generators and average-value model of switching converters," in *IEEE 1st Ukr. Conf. Electr. Comput. Eng. UKRCON 2017 - Proc.*, pp. 605–610, 2017, doi: 10.1109/UKRCON.2017.8100313.
- [49] Yazhou Lei, A. Mullane, G. Lightbody and R. Yacamini, "Modeling of the wind turbine with a doubly fed induction generator for grid integration studies", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 1, pp. 257-264, March 2006, doi: 10.1109/TEC.2005.847958.
- [50] A. Shahab, "Dynamic Average-Value Modeling of Doubly-Fed Induction Generator Wind Energy Conversion Systems", *Master of Science Thesis*, University of Manitoba, Copyright 2013.
- [51] J. A. Pomilio and S. M. Deckmann, "Caracterização e compensação de harmônicos e reativos de cargas não-lineares residenciais e comerciais", *Revista Eletrônica de Potência*, vol. 11, no. 1, pp. 9–16, março de 2006. doi: 10.18618/REP.2006.1.009016
- [52] T. Reinaldo, A. Jorge, A. Fabiano, S. Raphael, I. Syed, and K. T. F. R., "Mitigação Do Conteúdo Harmônico Em Aerogeradores Usando Um Pfp Elevador De Chave Única", *Revista Eletrônica de Potência*, vol. 12, no. 3, pp. 269–276, novembro de 2007. doi: 10.18618/REP.2007.3.269276
- [53] A. B. Moreira, T. A. S. Barros, V. S. C. Teixeira, and E. R. Filho, "Aplicação De Controle De Potências Para a Geração Eólica E Filtragem De Corrente Harmônica Com Gerador De Indução Duplamente Alimentado Application of the Power Control for Wind Power Generation and Current Harmonic Filter With Dfig," *Brazilian Journal of Power Electronics*, pp. 102–112, novembro de 2016. doi: 10.18618/REP.2017.1.2658

DADOS BIOGRÁFICOS

Giordanni da Silva Troncha é natural de Araguari-MG, possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia – UFU (2016) e mestrado pela mesma instituição (2018). Atualmente é doutorando pela UFU e atua como Engenheiro de Regulação e Mercado no Grupo Equatorial. Possui experiência na área de engenharia elétrica com ênfase em sistemas de potência, com especialidade em tópicos como: qualidade da energia, eletrônica de potência, sistemas de controle aplicados à engenharia e fontes renováveis de energia elétrica. Bem como aspectos relacionados à Regulação e Mercado do setor elétrico.

Ivan Nunes Santos é natural de Prata-MG, possui graduação (2005) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU), mestrado (2007) e doutorado (2011) por esta mesma instituição. Realizou estágio pós-doutoral na Eindhoven University of Technology (TU/e), The Netherlands, em 2014. Atualmente atua como professor e pesquisador na UFU, onde coordena o Núcleo de Qualidade em Energia Elétrica (NQEE), participa de Projeto de P&D ANEEL e orienta estudantes de mestrado e doutorado. Suas áreas de interesse são: sistemas elétricos de potência, geração eólica e fotovoltaica, distorções harmônicas e qualidade da energia elétrica.