

CAPÍTULO 3

ENERGIA EÓLICA: ANÁLISE DE DESEMPENHO DE AEROGERADORES INSTALADOS NO NORDESTE DO BRASIL FRENTE A DISTÚRBIOS NA REDE DE CONEXÃO

Data de aceite: 01/07/2024

Eloi Rufato Junior

UTFPr - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Departamento Acadêmico de Engenharia Elétrica
COPEL - Departamento de Energia Eólica

Bruno Alisson Rodrigues

UTFPr - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Departamento Acadêmico de Engenharia Elétrica

Édi Carlos Pedroso

UTFPr - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Departamento Acadêmico de Engenharia Elétrica

João Gabriel Silochi

UTFPr - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Departamento Acadêmico de Engenharia Elétrica

Estes aproveitamentos energéticos têm características que causam propagação de fenômenos eletromagnéticos na extensão da rede onde se conectam. Diante disto, este trabalho visa avaliar a suportabilidade de aerogeradores a afundamentos de tensão, devido à ocorrência de curtos-circuitos na rede básica de transmissão, bem como realizar o estudo das distorções harmônicas causadas pela geração de energia eólica ao sistema. Para o desenvolvimento desta análise é feito um estudo de caso em um complexo eólico localizado no nordeste do Brasil. A modelagem do sistema é realizada utilizando os softwares ATPDraw e HarmZs, por meio de modelos equivalentes do complexo eólico. As simulações de afundamento de tensão realizadas demonstraram a existência de pontos de permissão de desconexão das máquinas do parque eólico, conforme diretrizes vigentes, na primeira e segunda vizinhança. Os resultados das simulações de distorção harmônica apontam que o desempenho do parque eólico estudado já apresenta taxa de distorção harmônica individual adequada e também que a instalação de um banco de capacitores futuro deverá reduzir a taxa de distorção harmônica para a maioria das frequências.

RESUMO: A maior necessidade de energia elétrica, traz consigo a constante busca por potenciais fontes para a geração de energia elétrica. O sistema elétrico interligado brasileiro está em expansão, com a mudança da matriz energética sobretudo por meio de fontes renováveis, de característica intermitente, tipicamente acopladas à rede com uso de equipamentos de eletrônica de potência.

PALAVRAS-CHAVE: Energias Renováveis, Sustentabilidade, Energia Eólica, Qualidade de Energia Elétrica, Harmônicos, Suportabilidade a Afundamentos.

WIND ENERGY: PERFORMANCE ANALYSIS OF WIND GENERATORS INSTALLED IN NORTHEAST BRAZIL IN FACE OF DISTURBANCES IN THE CONNECTION NETWORK

ABSTRACT: An increase of demand for electric energy results in a search for potential generation sources. The SIN (Brazilian interconnected electrical system) is expanding with the growth of its energy matrix mainly through renewable sources, as solar and wind generation. Those kind of sources configure an intermittent nature of generation and are typically linked to the grid using power electronics equipments. Also, they have intrinsic features that cause electromagnetic propagation phenomena in the extension of the grid where they are connected. Considering that scenario, the aim of this work is to evaluate wind turbines hold out in voltage sags situations, due to the occurrence of transmission grid short circuits. Plus, this work searches, as well, to carry out the study of the harmonic distortions caused by the wind generation to the Brazilian electric system. To develop this analysis, a case study is performed in a wind power plant located in the northeast of Brazil. Whole system is modeled using the ATPDraw and HarmZs softwares by equivalent models of the wind power plant. Voltage sag simulations applied showed up an existence of permission points for disconnecting the wind generators units in the first and second closer buses (closer substations), according to current Brazilian guidelines. As results, harmonic distortion simulations indicate that the performance of the wind power plant studied already presents an adequate individual harmonic distortion rate. Also, a future capacitor bank installation should reduce the harmonic distortion rate for a larger range of frequencies.

KEYWORDS: Renewable Energies. Sustainability. Wind Energy. Electrical Power Quality. Harmonics. Low Voltage Ride-Through.

INTRODUÇÃO

A evolução de processos agrícolas e industriais, bem como o crescente avanço tecnológico de dispositivos eletrônicos, associado ao facilitado acesso da população a estes produtos, traz consigo uma maior necessidade do consumo de energia elétrica no mundo. A partir dessa necessidade, tem-se adotado alternativas de fontes de energia já estabelecidas, assim como se tem buscado alternativas sustentáveis, como o exemplo da geração de energia elétrica comercialmente por meio de fontes primárias eólicas.

No Brasil as usinas renováveis respondem por 91% da capacidade instalada em maio, na qual cerca de 52,97% do total advém de usinas hidrelétricas (ANEEL, 2023). Como consequência deste alto percentual de hidrelétricas há uma exposição maior do sistema energético nacional à escassez hídrica, como a de 2021, uma das maiores desde o início dos registros em 1930. Quando as hidrelétricas não conseguem suprir a demanda, são acionadas as usinas termelétricas, conforme estiveram desde outubro de 2020 até o fim desse cenário, segundo a EPE (2021).

A geração de energia elétrica por meio de usinas eólicas tem se apresentado como uma excelente com grande crescimento nos últimos anos, na qual conforme ANEEL (2023), em maio de 2023 alcançou 13,34% da matriz energética.

Entretanto, existem desafios envolvidos na conexão dessas fontes ao SIN (Sistema Interligado Nacional), pois geralmente se concentram distantes dos grandes centros de carga, aumentando perdas no sistema, incompatibilidade entre geração e demanda, respectivamente quedas de tensão e desvios de frequência (ACKERMANN, 2005). Outra característica é a intermitência dessa fonte, que acarreta em uma grande necessidade de embasamento teórico, análises da propagação dos fenômenos eletromagnéticos envolvidos e as principais consequências que acarretam ao sistema elétrico em que se conectam.

EMBASAMENTO TEÓRICO E METODOLOGIA

Faz-se embasamento da teoria técnica de geração de energia eólica, com compreensão de todos os componentes e sistemas, além do ambiente regulatório vigente no Brasil. O estudo de afundamentos de tensão é elaborado utilizando a ferramenta computacional, ATPDraw (Alternative Transient Program). A simulação para verificação dos harmônicos gerados pelo parque eólico no PAC é realizada por meio do software HarmZs do CEPEL. O estudo de caso aborda uma subestação PAC localizada na região do nordeste do Brasil, que conta ao todo com 149 aerogeradores que totalizam aproximadamente 312,9 MW de potência instalada, com circuitos alimentadores de 34,5 kV, distribuídos em entre três transformadores elevadores para 230 kV.

Cenário da Energia Eólica

Em 2021, a indústria eólica mundial teve o seu segundo melhor ano, com quase 94 GW de capacidade instalada, com uma previsão de alcançar a marca de 110 GW de novas instalações até 2026 (GWEC, 2022, p. 9 - 11). Conforme o Gráfico 1 pode-se observar a evolução da capacidade mundial instalada no decorrer dos últimos 22 anos.

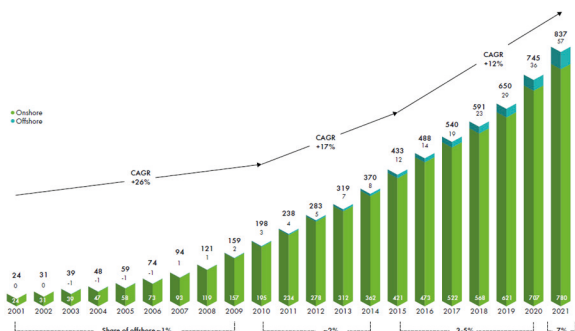


Gráfico 1 - Desenvolvimento histórico de instalações de geração eólica.

Fonte: GWEC (2022).

No Brasil em 2021 a capacidade instalada de geração eólica atingiu a marca de 20 GW, correspondendo aproximadamente a 70% de toda capacidade eólica da América Latina, sendo a segunda maior fonte de geração de energia do país (GWEC, 2022, p. 127).

Conforme a EPE (2020) descreve em seu “Plano Nacional de Energia 2050”, tendo como base uma evolução do consumo de energia multiplicada por três vezes a de 2015 e considerando a competitividade das fontes de energia renováveis, estima-se que a capacidade instalada de fontes eólicas atinja entre 110 a 195 GW..

Em 2021 foi possível realizar o marco regulatório para o setor offshore, devido a publicação do Decreto 10.946/2022, dispondo da transferência de recursos físicos, bem como a utilização de recursos naturais para a geração de energia elétrica em usinas offshore. A EPE prevê que a capacidade eólica offshore instalada no mar atinja 16 GW até 2050 com uma redução de CAPEX de 20%, onde CAPEX é a sigla do termo, em inglês, Capital Expenditure, que significa “despesas de capitais”, é destinado aos bens intangíveis da empresa, sendo assim, corresponde a parcela dos recursos da empresa que será destinada a bens de capital (GWEC, 2022, p. 127 - 128).

Aerogeradores

São sistemas de conversão de energia eólica em elétrica, com os subsistemas de controle de localização e posicionamento das pás e da nacela, incluindo os sistemas de conversão da frequência, se porventura houver. Caracteriza-se os componentes em quatro grupos elementares de construção: Sistema para a captação dos ventos, sistema de transmissão mecânica, sistema para geração de energia elétrica e o grupo estrutural (GOVEIA, 2018, p 32). Os principais componentes da turbina eólica são ilustrados na Figura 1.

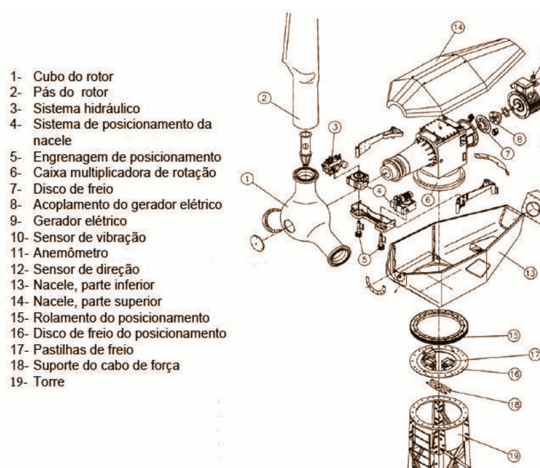


Figura 1 - Componentes de um Aerogerador.

Fonte: CEPEL (2014).

Equipamentos utilizados

Podemos classificar o tipo de turbina pela sua disposição em relação ao eixo, sendo: turbinas de eixo vertical e turbinas de eixo horizontal.

Turbinas com eixo vertical possui como característica a possibilidade de montagem ao nível do solo, não sendo necessário nenhum tipo de controle para rastreamento de vento, pois possuem as mesmas propriedades em todas as direções (VIAN et al., 2021, p. 17).

As principais desvantagens que acabam inviabilizando esse tipo de configuração de turbina é o fato de ter um coeficiente de potência intrinsecamente baixo, bem como possuir um peso elevado em relação a sua potência produzida (MANWELL et al., 2002, p. 146), na qual quando comparado com uma turbina de eixo horizontal acaba por gerar menos energia. Adicionalmente existe uma dificuldade construtiva nas turbinas de grande porte, devido à necessidade de instalação de tirantes no topo da turbina (EWEAO, 2012, apud VIAN et al., 2021)

Turbinas eólicas de eixo horizontal agem graças à força de sustentação, com seu eixo paralelo ao solo. Os rotores HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine) são classificados pelo tipo de controle do rotor, orientação e seu alinhamento em relação ao vento (MANWELL et al., 2002, p. 3), sendo que nas turbinas *upwind* os ventos incidem na parte frontal da área de varredura da turbina, já no caso das *downwind* os ventos incidem na parte de trás da turbina (PINTO et al., 2013, p. 86).

As variações no campo de pressão atmosférica causados pela transferência de calor terrestre, causam a movimentação do ar de alta para a baixa pressão, na qual mesmo existindo forças de pressão na direção vertical, acabam sendo canceladas pela ação da gravidade, desta forma, os ventos se movimentam predominantemente na direção horizontal, devido à reação dos gradientes de pressão horizontais (MANWELL et al., 2002, p. 24).

A prática construtiva das turbinas de eixo horizontal tende a possuir alturas elevadas, pois geralmente os ventos tendem a ser mais fortes e com menos turbulência a medida em que se ganha elevação do solo, sendo assim busca-se sempre a torre mais alta quanto possível, sendo essa altura definida pela maior captura de energia versus aumento de custo (MANWELL et al., 2002, p. 321; VIAN et al., 2021, p. 17).

Os principais elementos que compõem a construção das turbinas eólicas horizontais são: pás, nacele, rotor, multiplicador de velocidade, gerador elétrico, torres de sustentação, sistemas de controle e todos os sensores necessários para operação.

O Rotor é composto pelo cubo de suporte e pelas pás da turbina eólica, considerada como uma das partes mais importantes da turbina eólica devido ao custo total versus desempenho do sistema (MANWELL et al., 2002, p. 4).

Pás, pode ser um conjunto, na maioria das vezes com três pás, objetivando o uso nas máquinas para geração de eletricidade, dentre as principais características das pás podem ser descritas: rendimento aerodinâmico, rigidez e leveza. As pás são desenvolvidas, para assumir contornos trapezoidal ou retangular, para um alto rendimento aerodinâmico. Em unidades de grande e médio porte, é mais comumente utilizada pás trapezoidais, os materiais que são utilizados para a confecção das pás, são polímeros (plásticos) reforçados com fibras, sendo os mais utilizados na fabricação das pás o poliéster ou epóxi reforçado com fibra de vidro. Podendo também ser utilizado como reforço a fibra de carbono ou aramidas, conforme Pinto et al. (2013, p. 90), a fibra de carbono se sobressai pelo seu elevado módulo de elasticidade e resistência mecânica comparada ao aço, bem como uma razoável resistência à fadiga.

A Nacele, sendo a parte mais pesada da estrutura, é o compartimento onde ficam todos os componentes mais importantes e proteção de todo o conjunto que contém a engrenagem, o gerador, caixa multiplicadora de velocidades, mancais, eixos, sistema de controle, sistema de freios e mecanismos de giro da turbina. Nos aerogeradores de grande porte a Nacele possui acessórios para a manutenção, permitindo acessos de profissionais especializados para efetuar as verificações necessárias (MERLIN, 2022).

Multiplicador de velocidade tem por função realizar a multiplicação da velocidade da taxa de rotação do rotor, saindo da classe de dezenas de rpm para cerca de centenas ou milhares de rpm, transmitindo essa velocidade o eixo de acionamento do gerador (MANWELL et al., 2002, p. 4).

Acoplamento elástico é o elemento mecânico que faz a ligação adequada entre o eixo do multiplicador de velocidade e o gerador elétrico.

Gerador elétrico é o equipamento responsável pela conversão de energia mecânica no seu eixo para energia elétrica em seus terminais, conforme Pinto et al. (2013, p. 159) existem dois tipos de máquinas mais utilizadas pelos aerogeradores, sendo:

- Máquina assíncrona, também conhecidas como de indução que tem como característica principal a diferença de velocidade entre o rotor do gerador e a velocidade de rotação do campo girante do estator, o rotor não está sincronizado ao campo girante (PINTO et al., 2013, p. 160 - 161);
- Máquina síncrona que possui um rotor com uma armadura estacionária com enrolamentos, o campo nesse rotor é criado por um ímã permanente ou de uma corrente CC externa em seus enrolamentos, de forma que a frequência elétrica produzida está diretamente ligada a velocidade mecânica de rotação (CHAPMAN, 2013, p. 192 - 196).

Topologias

As turbinas eólicas realizam a conversão da energia cinética do vento, proveniente das partículas de ar que colidem com as pás, gerando torque e consequentemente o movimento rotativo no rotor que é transferido ao eixo do gerador, elemento responsável por converter a energia mecânica transmitida em energia elétrica, sendo então disponibilizada para a rede da concessionária (PINTO et al., 2013, p. 79; VIAN et al., 2021, p. 30), conforme ilustrado pela Figura 2.

Os geradores utilizados na produção de energia eólica são: Geradores de Corrente Contínua (CC), que são geralmente utilizados em turbinas pequenas (MANWELL et al., 2002, p. 219), porém devido ao fato de possuir potência desfavorável em relação de massa e maior necessidade de manutenção, há um crescente desinteresse na sua utilização (PINTO et al., 2013, p. 160); Geradores de Corrente Alternada (CA), sendo dois modelos utilizados, geradores assíncronos (gerador de indução gaiola de esquilo e de rotor bobinado) ou síncronos (gerador de rotor bobinado ou ímã permanente) (SÖDER; ACKERMANN, 2005, p. 65).

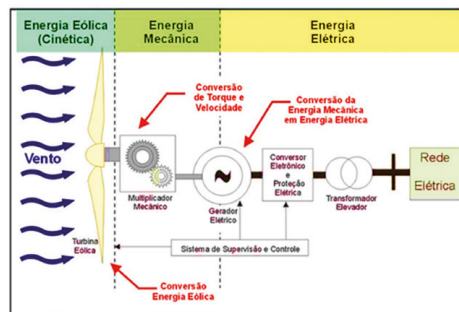


Figura 2 - O princípio da conversão da energia cinética do vento em energia elétrica.

Fonte: (PICCOLO; BÜHLER; RAMPINELLI, 2014)

Pode-se classificar as principais topologias com base no tipo de gerador com relação a sua velocidade de operação, fixa ou variável. De acordo com Söder e Ackermann (2005, p.53) em máquinas de velocidade fixa, a velocidade do rotor independe da velocidade do vento, sendo determinada apenas pela frequência da rede de alimentação, relação de transmissão mecânica e características de projeto do gerador, geralmente conectadas diretamente à rede elétrica.

No que se refere às máquinas de velocidade variável, de acordo com Energie (2001, p. 10), tem como principal característica o fato do gerador possuir conexão à rede elétrica por meio de um inversor eletrônico, nessa topologia a velocidade de rotação do rotor do gerador tem relação com a velocidade do vento nas pás, na qual o inversor fará a conversão de tensão e frequência gerada nos terminais do gerador para a tensão e frequência da rede conectada.

Tipo A - Turbina eólica de velocidade fixa e gerador de indução gaiola de esquilo (SCIG)

O gerador de indução assíncrono do tipo gaiola de esquilo é conectado diretamente à rede (SÖDER; ACKERMANN, 2005, p.57), a sua variação de rotação é reduzida e depende de seu fator de escorregamento. Esse tipo de aerogerador requer uma caixa de engrenagem para elevar a velocidade de rotação do rotor do gerador o suficiente para que ele opere dentro da faixa adequada de escorregamento, devido ao seu típico número reduzido de polos. Para partida normalmente se usa um sistema para reduzir a corrente no instante de conexão com a rede elétrica, por meio de um *Soft-starter*. Como o sistema tipo A extrai potência reativa da rede, deve ser utilizado um sistema de banco de capacitores para compensação de reativo (SÖDER; ACKERMANN, 2005, p. 57). Conforme Pinto et al. (2013, p.79), esse tipo de configuração foi amplamente utilizado nos anos 80, as quais vêm sendo atualmente substituídas por meio da repotenciação, pode-se verificar os detalhes dessa configuração na Figura 3.

Tipo B - Turbina eólica de velocidade variável limitada e gerador de indução de rotor bobinado (WRIG)

Nesse tipo de configuração é utilizado um gerador de indução de rotor bobinado. O modo de conexão à rede é idêntico ao tipo. Ele se diferencia pela presença de controle da resistência do rotor, que permite que seja controlado o escorregamento do gerador e a velocidade de rotação (SÖDER; ACKERMANN, 2005, p.57), melhorando o rendimento do conjunto. Conforme Pinto et al. (2013, p.79) e Söder e Ackermann (2005, p.57), esse tipo de configuração foi utilizada em meados dos anos 90. A Figura 4 ilustra os detalhes da configuração.

TIPO C - Turbina eólica de velocidade variável e gerador de indução duplamente alimentado ou (DFIG)

Esta configuração também conhecida como DFIG (Doubly-fed Induction Generator), utiliza um gerador de indução de rotor bobinado com escovas e um conversor de frequência de potência parcial em relação ao gerador de aproximadamente 30% da capacidade nominal, responsável pela compensação de reativo e uma conexão mais suave do sistema (SÖDER; ACKERMANN, 2005, p.58-59). Esse tipo de atuação permite uma maior flexibilidade em termos de variação de velocidade, com a frequência do rotor sendo variada de -40% a +30% em relação a síncrona, aumentando a eficiência e melhorando a interface da turbina eólica com a rede elétrica. Ainda assim, geralmente se faz necessário a utilização de uma caixa de engrenagem para elevar a velocidade de rotação do eixo da turbina. Os detalhes dessa configuração são ilustrados na Figura 5.

Tipo D - Turbina eólica de velocidade variável completa e gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG) ou gerador síncrono de rotor bobinado (WRSG)

A configuração do Tipo D trás um gerador síncrono acoplado a um conversor de frequência de potência integral, podendo ser gerador multipolos que dispensam a utilização da caixa de engrenagens (SÖDER; ACKERMANN, 2005, p. 59). O rotor do gerador pode ser de ímãs permanentes ou de rotor bobinado (MANWELL et al., 2002, p.235). O conversor de frequência compensa a potência reativa, efetua a conexão com a rede elétrica e permite a variação livre da velocidade da turbina. A Figura 7 ilustra as características dessa configuração.

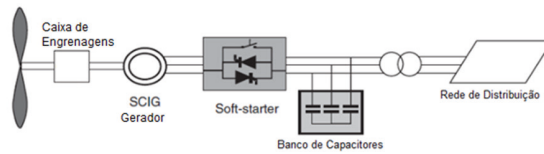


Figura 3 - Configuração da turbina eólica de velocidade fixa do TIPO A

Fonte: Adaptado de Söder e Ackermann (2005)

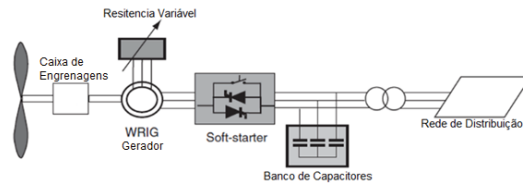


Figura 4 - Configuração da turbina eólica de velocidade variável limitada do TIPO B

Fonte: Adaptado de Söder e Ackermann (2005)

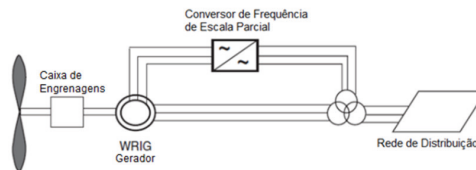


Figura 5 - Configuração da Turbina eólica de velocidade variável do TIPO C ou DFIG

Fonte: Adaptado de Söder e Ackermann (2005)



Figura 7 - Turbina eólica de velocidade variável completa com conversor de frequência em escala real TIPO D

Fonte: Adaptado de Söder e Ackermann (2005).

Conversores de frequência

As turbinas eólicas de velocidade variável geram tensão e frequência variável, por esta característica, não são conectadas diretamente à rede, sendo assim a aplicação de conversores é necessária para a operação desses sistemas e sua conexão com a rede. Destacam-se os seguintes tipos: sistemas de inversores comutados em rede e sistemas de inversores auto comutados (ENERGIE, 2001, p.10).

Inversores comutados em rede são baseados em tiristores convencionais, por meio de chaveamento comutado, possuindo um custo menor, baixas perdas e a necessidade de conexão com a rede para a sua operação, possui como principal ponto negativo o consumo de energia reativa e produção de grandes harmônicos (SÖDER; ACKERMANN, 2005, p. 73). Conforme Energie (2001, p.10) os inversores à base de tiristores produzem harmônicos inteiros de 5^a, 7^a, 11^a, 13^a ordem, sendo essencial a utilização de filtros.

Inversores auto comutados são baseados em GTO (tiristores comutáveis de desligamento de porta), com frequência de comutação de 1kHz e transistores bipolares de porta isolados (IGBT) de frequência de comutação de 2 a 20kHz (SÖDER; ACKERMANN, 2005, p.60-61). Conforme Energie (2001, p.11), esses inversores são modulados por largura de pulso (PWM) com a utilização mais frequente de IGBTs, tem como principal vantagem o controle de potência ativa e reativa, bem como o fornecimento de reativo pelo inversor PWM. De acordo com Söder e Ackermann, (2005, p.106) esse modelo tem como principal vantagem o controle da potência ativa e reativa. Entretanto, traz consigo a desvantagem de produzir correntes harmônicas da ordem de kHz, sendo essencial a utilização de filtros para a redução desses harmônicos de altas frequências.

No que se refere aos autos comutados pode-se destacar o conversor back-to-back, um dos mais utilizados nos aerogeradores de velocidade variável e objeto do estudo do presente trabalho, portanto, será abordado de forma mais aprofundada que os demais. Back-to-back é o conversor de frequência mais utilizado na atualidade, pois é bidirecional com dois conversores VSC (*Voltage Source Converter*), modulados por largura de pulso (PWM). Seu principal elemento é o transistor de porta isolada IGBT, atuando como chave bidirecional. O capacitor entre o inversor e o retificador permite realizar a compensação da rede e do gerador sem afetar o outro lado do conversor. O fluxo de potência na rede é controlado visando manter a tensão no link DC constante para atender a magnetização e a velocidade do rotor. A Figura 8 apresenta os detalhes da estrutura desse conversor.

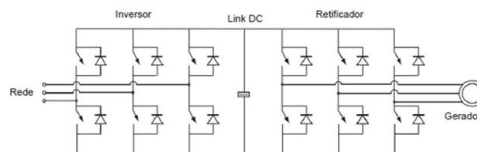


Figura 8 - Estrutura do Conversor de Frequência back-to-back

Fonte: Adaptado de Söder e Ackermann (2005).

Tipos de conexão

Um sistema dotado de geração eólica pode ter mais de uma configuração de conexão com o restante do sistema elétrico decorrente de sua localização geográfica ou viabilidade técnica e comercial de conexão com outros agentes. Os sistemas são classificados em sistemas isolados, conectados à rede ou híbridos conforme a disponibilidade e viabilidade de conexão. Eles também são classificados entre onshore ou offshore conforme o local de instalação seja em terra ou no mar.

Sistemas isolados

Um sistema de potência isolado é aquele que não possui interconexão com uma concessionária de transmissão ou distribuição de energia elétrica da qual receberia os serviços de controle de tensão, de frequência e fornecimento constante de energia elétrica capaz de absorver os desequilíbrios entre geração e consumo. No caso de um sistema isolado eólico ele é composto de aerogeradores, regulador de carga e um sistema de armazenamento de energia (baterias por exemplo). O sistema de armazenamento se faz necessário para suprir a demanda em momentos de insuficiência de ventos.

Sistemas conectados à rede

No sistema conectado à rede de energia elétrica, o armazenamento de energia de responsabilidade da rede local não é necessário. Para este sistema, a energia essencial para alimentar as cargas é fornecida pelo gerador eólico, com a rede elétrica suprindo a demanda quando a energia gerada pelo gerador eólico não supre a demanda. Caso a demanda de energia solicitada pela carga seja menor do que a produzida pelo aerogerador, o excedente é entregue à rede.

Sistemas offshore

As fontes de energia eólica offshore são denominadas pela produção de energia elétrica por meio da energia cinética do vento, instaladas em região de alto-mar (MANWELL et al., 2002, p.461). Estas instalações estão sujeitas a velocidades de vento mais altas e com menos turbulências devido ao cisalhamento do vento, porém são de custo elevado e necessitam de embarcações para acesso, que devem ser consideradas em estudos de viabilidade do projeto (MANWELL et al., 2002, p.461).

A transmissão da energia também é mais cara, de acordo com Manwell et al. (2002, p.449), desde a instalação, operação, manutenção e licenciamento ambiental. Os fatores que definem as distâncias das centrais geradoras eólicas offshore são a profundidade das águas e as condições básicas do fundo do mar. De acordo com Energie (2001, p.6) águas de profundidade rasas limitam o acesso das embarcações, guindastes, plataformas perfuratrizes das fundações e demais equipamentos, bem como o impacto visual causado pelas instalações, geralmente em áreas litorâneas e com possíveis pontos turísticos naturais da região.

Problemas à qualidade de energia causados por sistemas eólicos conectados à rede

A conexão de sistemas de energia eólica à rede afeta a qualidade da tensão elétrica, devido às características elétricas da turbina eólica determinadas pelo fabricante, bem como a região em que está instalada (SÖDER; ACKERMANN, 2005, p. 79). A qualidade de energia é verificada por diversos parâmetros, de forma geral, a tensão e a corrente injetada na rede elétrica devem estar o mais próximo de uma forma senoidal. Por isso, controlar a taxa de distorção harmônica total (THD) da corrente do gerador e da rede elétrica é de suma importância, quanto menor a THD, melhor a qualidade da energia que o sistema eólico pode fornecer. Geradores síncronos quando conectados em uma grande rede de tensão constante, permitem controlar a potência ativa e reativa por meio do controle da excitação da unidade. Turbinas de velocidade variável contam com sistemas de conversores eletrônicos de potência entre o gerador e rede, que adicionalmente efetuam a adequação de velocidade entre o gerador de velocidade variável e a rede de frequência aproximadamente fixa.

Na operação de parques eólicos, variações da produção média de energia aliados à necessidade de energia reativa do gerador podem causar flutuações de tensão em regime permanente no sistema ao qual se conecta. Sub redes fracas, com torque sincronizante e potência de curto-circuito muito menores em relação à vizinhança restante da rede, podem ser mais suscetíveis a flutuações de tensão (MANWELL et al., 2002, p. 436), de acordo com Söder e Ackermann (2005, p.84) turbinas eólicas de velocidade variável tendem a produzir variações de tensões muito baixas.

Entretanto, a utilização dessa eletrônica de potência em turbinas eólicas de velocidade variável em operação contínua, produzem correntes harmônicas, que possuem frequências múltiplas da frequência da rede, sendo assim sua distorção total harmônica deve ser controlada, bem como a necessidade de regulação pela concessionária (MANWELL et al., 2002, p.436; SÖDER; ACKERMANN, 2005, p.84).

QUALIDADE DE ENERGIA

As principais diretrizes dos requisitos necessários às instalações integrantes do Sistema Elétrico de Potência, sob o aspecto técnico da qualidade de energia elétrica é regida sob dois documentos principais, o PRODIST, redigido pela Aneel, e os Procedimentos de Rede, redigidos pelo ONS.

Fenômenos associados à qualidade de energia elétrica normalizados no PRODIST (ANEEL)

No PRODIST a qualidade da energia elétrica é subdividida em qualidade do produto e qualidade do serviço, com a qualidade do produto definida como a conformidade da senoide de tensão entregue e com a qualidade do serviço definida como continuidade do fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2022). No Brasil, por determinação da Aneel, devem ser cumpridos os requisitos de qualidade de energia elétrica contidos no módulo 8 do PRODIST, com aplicabilidade para consumidores, centrais geradoras, distribuidoras, agentes importadores e exportadores de energia elétrica, transmissoras detentoras de DITs e o ONS.

São definidos no PRODIST fenômenos de regime permanente e de regime transitório com indicadores a serem monitorados referentes à qualidade do produto. Tem-se como fenômenos de regime permanente a variação de tensão, fator de potência, harmônicos de tensão, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência (ANEEL, 2022). O fenômeno de regime transitório para avaliação da QEE é a variação de tensão de curta duração.

Distorções harmônicas

As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações da onda de tensão, que deve ser uma senoide pura e com frequência fundamental situada dentro da faixa de 59,9 a 60,1 Hz em condições normais (ANEEL, 2022).

A informação de distorções harmônicas da onda de tensão é obtida por meio de 1008 (mil e oito) registros válidos por mês civil, obtidos sucessivamente com intervalos de 10 minutos entre eles, totalizando 7 dias de medição. Recomenda-se a obtenção de registros adicionais também consecutivos caso seja necessário a realização de expurgo devido a interrupção no fornecimento de tensão ou ocorrência de VTCD (ANEEL, 2022). O Quadro 2. Apresenta os valores máximos permissíveis de distorção harmônicas.

Além disso, se a medição for feita por meio de TP - transformadores de potencial, com conexão do tipo V, os limites para $DTT_{95\%}$ são reduzidos à metade do valor declarado no Quadro 2 (ANEEL, 2022). No PRODIST não há menção de valores permissíveis específicos para limites de distorção harmônica para tensões nominais iguais ou superiores a 230 kV, restando somente os Procedimentos de Rede do ONS nesses casos.

Indicador	$V_n < 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} \leq V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT _{95%}	10,00%	8,00%	5,00%
DTT _{p95%}	2,50%	2,00%	1,00%
DTT _{i95%}	7,50%	6,00%	4,00%
DTT _{3,95%}	6,50%	5,00%	3,00%

Quadro 2- Limites permitidos de distorção harmônica.

Fonte: Adaptado de ANEEL (2022)

Fenômenos associados à qualidade de energia normatizados nos Procedimentos de Rede (ONS)

No submódulo 2.9 dos Procedimentos de rede se tem os requisitos mínimos a serem atendidos por instalações que contenham elementos com características não lineares ou especiais prejudiciais, à QEE na Rede Básica. Dentre os fenômenos regulamentados se tem os limites de distorção harmônica.

Distorção harmônica

A distorção harmônica de tensão é avaliada com relação a limites individuais e globais (ONS, 2022). Ambos são avaliados diretamente por meio de campanhas de medição aplicadas ao PAC quando a conexão é exclusiva. Quando há mais de uma instalação os limites globais são avaliados da mesma forma e os limites individuais são verificados a partir de cálculos em conjunto com a medição aplicada ao PAC. A partir dos indicadores de distorção harmônica obtidos anteriormente se calcula o indicador DTHTS95% primeiro se obtendo o valor que foi superado em 5% dos registros obtidos em período de 1 dia (24 horas), considerando o valor integralizado em intervalos de 10 minutos e depois de obtidos esses valores, utiliza-se o maior valor obtido em base diária ao longo de 7 (sete) dias consecutivos. O valor usado para cada período de cálculo deve ser o maior valor obtido entre as três fases (ONS, 2023). Os limites são apresentados no Quadro 7 e no Quadro 8.

DTHI de ordem harmônica h	Vn < 69 kV		69 kV ≤ Vn	
	Ímpar	Par	Ímpar	Par
2 ≤ h ≤ 7	5,00%	2,00%	2,00%	1,00%
8 ≤ h ≤ 14	3,00%	1,00%	1,50%	0,50%
15 ≤ h ≤ 25	2,00%	1,00%	1,00%	0,50%
26 ≤ h	1,00%	1,00%	0,50%	0,50%
DTHTS95%	6,00%		3,00%	

Quadro 7- Limites globais para os indicadores DTHI e DTHTS95%

Fonte: Adaptado de ONS (2021)

DTHI de ordem harmônica h	Vn < 69 kV		69 kV ≤ Vn	
	Ímpar	Par	Ímpar	Par
2 ≤ h ≤ 25	1,50%	0,60%	0,60%	0,30%
26 ≤ h	0,70%	0,60%	0,40%	0,30%
DTHTS95%	3,00%		1,50%	

Quadro 8- Limites individuais para os indicadores DTHI e DTHTS95%

Fonte: Adaptado de ONS (2021)

MODELOS DE ESTUDO PARA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

O objetivo dos estudos de QEE no sistema de potência é avaliar o impacto operacional de novas instalações no Ponto de Acoplamento Comum PAC. Os estudos são conduzidos para avaliar a integração de novas instalações, interação entre instalações já existentes ou uma combinação de ambas. Quando conduzidos de maneira adequada possibilitam identificar já nas etapas de projeto as características das conexões futuras e quando realizados com a instalação em operação permitem caracterizar os fenômenos, permitindo racionalização da condição operativa da instalação.

Afundamentos de tensão

No Brasil o ONS determina as condições mínimas que o parque eólico deve satisfazer para possibilitar a sua conexão ao SIN, por meio dos seus Procedimentos de Rede no submódulo 2.1, que estabelece os principais requisitos técnicos para a conexão do parque gerador com a rede básica.

Durante a ocorrência de curto-circuito no SIN, por se tratar de uma rede forte, que possui uma potência de curto-circuito muito mais alta quando comparado com o parque eólico, ocorre o afundamento da tensão até que haja a desconexão do ponto com a falha, por meio da atuação da proteção (disjuntor). De modo a garantir a confiabilidade do sistema elétrico de potência é exigido pelo ONS que caso haja variações de tensão no ponto de conexão, durante a ocorrência de curtos-circuitos na rede, a unidade geradora deve operar sem a desconexão de suas máquinas, para garantir o restabelecimento de tensão do sistema, conforme a Figura 11.

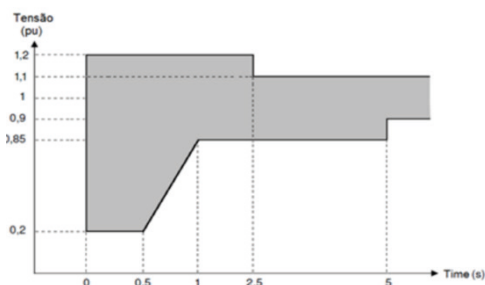


Figura 10 - Tensão nos terminais aerogeradores ou inversores da central geradora.

Fonte: (ONS, 2023)

Quando da realização de estudos de curto-circuito no SIN é necessário que seja atendido aos requisitos mínimos, estabelecidos pelos procedimentos de rede do ONS no submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos. Sendo que para possibilitar uma maior compreensão sobre o tema, o ONS disponibiliza um documento denominado “Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão”, que foi elaborado em conjunto com a ANEEL, EPE, transmissoras, empreendedores, centro de pesquisas e universidades, publicado em 2013.

Para realizar a verificação dos níveis de afundamento de tensão que podem ser sentidas no ponto de conexão, foi realizada a simulação de faltas em todas as linhas que compõem duas vizinhanças, para LT's superiores a 100 km, ou o número de vizinhanças que possuam no mínimo 100 km de LT entre o ponto estudado e os equivalentes da rede, conforme previsto nos procedimentos de rede do ONS submódulo 2.3. Foi considerado faltas trifásicas, bifásicas e fase-terra, todas sólidas, com duração para atuação da proteção de 100 ms, para pontos do sistema em 500 kV, e 150 ms segundos, para pontos do sistema em 230 kV, conforme valores estabelecidos pelos procedimentos de rede submódulo 2.6. Com base nesses parâmetros foi modelado o sistema e seus equivalentes no software ATPDraw, de modo a identificar eventuais pontos de sensibilidade em que se pode realizar a desconexão das máquinas.

Modelagem de turbina eólica

As configurações de conexão dos geradores em complexos eólicos disponíveis variam de acordo com as características elétricas, pois cada tipo possui um sistema de proteção específico, que pode ser vantajoso ao sistema, pois em caso de falhas no sistema, apenas de 5 a 15% das turbinas são desligadas da rede, resultando em uma menor perda de geração (MULJADI; GEVORGIAN, 2011). Entretanto, tais simulações exigem uma maior análise do modelo estudado e das suas configurações elétricas básicas.

Tendo em vista, que um complexo eólico compreende a instalação de diversos aerogeradores e suas redes coletoras associadas, onde na ocorrência de falta no sistema, a corrente de curto-circuito total desse complexo é a soma das contribuições individuais de cada gerador, o que torna a análise muito complexa (MULJADI; GEVORGIAN, 2011).

No que diz respeito a turbinas eólicas do Tipo 4 (PMSG), presentes na central geradora analisada, mesmo o sistema operando na frequência de 60 Hz, devido ao fato do gerador estar conectado diretamente ao conversor, operando de forma isolada do sistema, devido às velocidades variáveis aos quais está submetido, seus enrolamentos estão operando com frequências variáveis. Desta forma, conforme Muljadi e Gevorgian (2011) a contribuição de potência de curto-circuito é limitada pela sua corrente nominal, ou pouco acima disso, geralmente projetados com uma margem de 10% acima da sua capacidade nominal durante as faltas.

Devido ao fato de tais parâmetros serem controlados pelo conversor, conforme Muljadi e Gevorgian (2011) pode-se realizar a representação das turbinas eólicas por uma fonte de corrente trifásica constante durante um curto-circuito, respeitando os limites de proteção do conversor da máquina. Esse tipo de simplificação torna possível a modelagem do complexo eólico como um todo e otimização de recursos de processamento de simulação. Os dados dos geradores síncronos que são utilizados no sistema de geração eólico estudado e os respectivos dados de curto-circuito são apresentados no Quadro 9.

Equipamento	Tensão (kV)	I _{max Seq.+} (A _{rms})/unid.	FP CC (curto)	FP pré falta	VP1	VP2
47 Aerogeradores x 2,1 MW	34,5	50,76	0,1	1,00	0,50	0,85
50 Aerogeradores x 2,1 MW	34,5	50,76	0,1	1,00	0,50	0,85
52 Aerogeradores x 2,1 MW	34,5	50,76	0,1	1,00	0,50	0,85

Quadro 9- Dados de curto circuito de cada aerogerador

Fonte: Aatoria própria (2023)

Modelagem de gerador síncrono

O modelo do gerador síncrono vem da análise do diagrama fasorial das tensões, na qual para uma determinada V_t em seus terminais é necessária uma E_a tensão interna, que possui quedas de tensão causadas pela reação de armadura X_{ar} , reatância de dispersão X_{ir} , representadas em conjunto por X_s , denominada de reatância síncrona, e a resistência de armadura R_a (STEVENSON, 1986).

Em estudos de curto-circuito conforme Kindermann (1997) é possível realizar a representação do gerador síncrono apenas por uma fonte de tensão alternada em série com sua reatância síncrona subtransitória. Esta modelagem é mais conservadora pois a ausência da resistência de armadura resulta em valores de corrente de curto-circuito mais elevados do que aconteceria caso fosse considerada.

Modelagem da rede coletora

As redes de distribuição interna, que realizam a conexão das instalações das centrais de geração eólica com as subestações coletoras, são alimentadas no nível de tensão de 34,5 kV. A modelagem desse sistema foi realizada por parâmetros concentrados no modelo PI (π), em % na base de 100 MVA. No Quadro 10 são apresentados os dados dos cabos de conexão das redes coletoras do parque eólico.

Tipo do cabo	R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	C1 (μ F/km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)	C0 (μ F/km)
CAIRO	0,1425	0,3875	0,0116	0,3207	2,0340	0,0043
150 mm ²	0,2647	0,1500	0,1846	1,6862	0,0890	0,1846

Quadro 10- Parâmetros dos cabos das redes coletoras

Fonte: Aatoria própria (2023)

Modelagem das linhas de transmissão

A modelagem das linhas de transmissão do sistema, foi realizada conforme orientações das diretrizes para elaboração de projetos básicos da transmissão (ONS, 2013), bem como, atendendo aos procedimentos de rede 2.3 (ONS, 2022), que orientam a representação da linha de transmissão por parâmetros distribuídos.

Os dados das linhas de transmissão do sistema de potência conectado ao sistema de geração eólico estão base de potência de 100 MVA, obtidos pelos dados do ONS no software ANAFAS.

Modelagem dos transformadores

Um transformador pode ser modelado com base em sua resistência dos enrolamentos, reatância de indutiva X_s , que representa a queda de tensão causada no secundário pelas diferenças dos fluxos que enlaçam os enrolamentos. Entretanto, para a maioria das simulações realizadas em sistemas de potência, conforme Stevenson (1986) e Kindermann (1997), pode-se efetuar uma simplificação no modelo, ignorando assim a corrente de magnetização, tendo em vista que ela é muito inferior à corrente da carga.

Dados do sistema de potência

Os parâmetros dos transformadores que compõem o SIN, bem como dos transformadores equivalentes, gerados pelo cálculo do equivalente do sistema no software ANAFAS, que são fornecidos pelos dados técnicos do ONS.

Harmônicos em regime permanente

O ONS afirma que ainda há limitações nos modelos de fluxos de harmônicos e é recomendado nos Procedimentos de Rede, em seu Submódulo 2.3, a adoção do método do lugar geométrico (LG) para a avaliação de desempenho com relação à distorção harmônica. O estudo é conduzido de forma a se obter valores de distorção harmônica de tensão a partir das correntes harmônicas geradas por equipamentos não lineares presentes no sistema. A forma geral é equacionada pela Lei de Ohm, onde se obtém uma tensão a partir da divisão de uma corrente por duas admitâncias em paralelo. Opta-se esta representação pela facilidade de estudo de diferentes configurações da rede externa. O modelo é representado conforme a Figura 11.

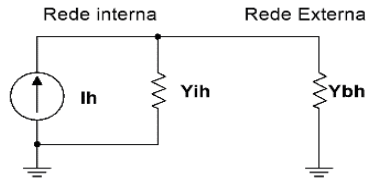


Figura 11 - Circuito equivalente de Norton para simulação de distorção harmônica.

Fonte: Autoria própria (2023)

Adota-se um circuito por frequência harmônica conforme a Figura 11, com Y_{ih} representando a Rede Interna completa. Para cada frequência harmônica é gerada uma nuvem de pontos da Rede Externa Y_{bh} , composta pelas admitâncias equivalentes da rede externa na sua configuração completa e em todas as suas configurações de contingência $n-1$, para a harmônica em questão e para as inter-harmônicas de $h-1$ a $h+1$ no método LG anular ou para as inter-harmônicas de $h-0,5$ a $h+0,5$ com passo $0,1$ h no método do LG poligonal. Com a nuvem Y_{bh} disponível, calcula-se a distância mínima entre sua envoltória e Y_{ih} .

A fonte de corrente harmônica da Figura 11 é a agregação em paralelo das correntes individuais dos equipamentos não lineares. Considera-se para tal somente as magnitudes máximas (pior caso) agregadas, conforme a IEC 61000-3-6. As magnitudes das correntes harmônicas de cada equipamento devem ser obtidas via medição, com ressalva que adicionalmente, acoplamentos via inversores devem ter a medição certificada conforme a IEC 61400-21.

Modelagem de resistência em função da frequência

É exigido que se faça correção dos valores de resistência em função da frequência para os elementos das redes sob estudo de distorção harmônica a serem aceitos para integração de instalações ao SIN (ONS, 2018). Internamente ao software HarmZ é fornecido um único modelo de correção das resistências, preparado para ser utilizado diretamente sobre os dados da rede modelada em frequência fundamental conforme dados de entrada para estudos de fluxo de potência utilizando o software Anarede. No manual do software HarmZ constam parâmetros de correção de resistência em função da frequência a serem utilizados caso não se tenha um estudo próprio.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

O presente capítulo apresenta os resultados e discussões das simulações de afundamentos de tensão realizadas no software ATPDraw e de harmônicos em regime permanente no software HarmZs. Os estudos de afundamento de tensão modelados em softwares de simulação, devem buscar o máximo a melhor representação dos fenômenos envolvidos no processo analisado, para que seja possível apresentar resultados de mesma natureza e com valores muito próximos ao esperado fisicamente. Em contrapartida há um conteúdo bem detalhado de dados que foram atendidos, para que o estudo de distorção harmônica seja aprovado pelo ONS.

Resultados da simulação de harmônicos em regime permanente

Foi realizado um estudo limitado a respeito da distorção harmônica, considerando apenas um parque integrante de um complexo de geração eólica. A Rede Interna e as fontes harmônicas não correspondem a totalidade do empreendimento, porém a Rede Externa é representativa da característica de distorção de tensão em função das correntes geradas nos elementos não lineares presentes.

No parque eólico estudado não ocorre violação dos limites de distorção harmônica individual de ordem 2 a 50 estipulados no Quadro e 8. As distorções globais contidas no Quadro 7 não foram consideradas pois seria necessário um estudo completo do complexo de geração eólica.

A presença futura do banco de capacitores na barra de 34,5 kV da subestação cria um caminho de impedância menor para as frequências mais altas, característica esperada da resposta em frequência dos capacitores. Além disso, não há efeito de ressonância que se acentua com a inserção do banco. Uma impedância resultante das redes Interna e Externa mais baixa provoca menos distorção de tensão para correntes de distorção iguais. A Figura 12 mostra a resposta em frequência vista do PAC conforme o modelo da Figura 11.

O resultado da Figura 12 foi obtido com a ferramenta auxiliar do HarmZ de resposta em frequência. Na Tabela 1 constam os resultados dos cálculos para os harmônicos com corrente diferente de zero que comprovam a Figura 12. Na Tabela 2 são apresentados os mesmos cálculos para o caso do banco de capacitores futuro ligado ao sistema.

Na Tabela 3 é apresentado o resultado da diferença de distorção entre os dois casos, onde ocorre o aumento da distorção harmônica nas ordens de 2 a 8 devido ao deslocamento da frequência de ressonância. Para ordens harmônicas maiores ocorre redução devido a redução da impedância na maior parte do espectro de frequência. Além disso, a distorção harmônica total não viola os limites estabelecidos e se reduz com a inserção do banco de capacitores devido à redução de impedância, conforme apresentado na Tabela 4.

h	II Nortoni (pu)	Yi (pu)	Ymin (pu)	DHI Máx (%)
2	0,000008	2,954345-j34,882358	41,155648	0,00002
3	0,000008	1,418559-j23,169316	27,462161	0,000031
4	0,000005	0,840754-j17,138987	20,312193	0,000026
5	0,000098	0,570080-j13,427060	15,858502	0,00062
7	0,00006	0,329285-j9,019869	10,480503	0,000568
8	0,000044	0,266601-j7,569236	8,674222	0,000502
9	0,000015	0,221707-j6,394775	7,189962	0,000205
10	0,000038	0,188499-j5,411725	5,926028	0,000642
11	0,000022	0,163395-j4,565984	4,81617	0,000464
13	0,000008	0,129026-j3,151581	2,88613	0,00027
14	0,000008	0,117125-j2,538454	2,004034	0,000399
15	0,000021	0,107652-j1,967415	1,144287	0,001826
16	0,000007	0,100112-j1,427083	0,299134	0,002313
17	0,000021	0,094189-j0,908058	0,127075	0,016879
23	0,000012	0,088866+j2,188151	2,853996	0,000435
29	0,000018	0,307959+j7,574258	1,947456	0,000912
35	0,000056	5,391980+j24,050754	13,021658	0,000426
37	0,000214	6,801367+j40,452086	34,524409	0,000619
41	0,000261	4,674078-j21,230198	20,53904	0,001269
43	0,000153	1,581376-j18,476130	16,198031	0,000942
47	0,000046	0,404821-j7,610947	1,736566	0,002643
49	0,000027	0,291366-j5,368183	0,75872	0,003581

Tabela 1- Resultados de distorção harmônica sem banco de capacitores

Fonte: Autoria própria (2023)

h	II Nortoni (pu)	Yi (pu)	Ymin (pu)	DHI Máx (%)
2	0,000009	2,954915-j34,445067	40,719815	0,000023
3	0,000011	1,424410-j22,414945	26,709472	0,000039
4	0,000008	0,864756-j15,875687	19,051643	0,000044
5	0,000221	0,672057-j11,104208	13,543342	0,001632
7	0,00059	6,404037-j22,687074	24,989356	0,002362
8	0,000101	0,797256-j11,625802	12,752978	0,00079
9	0,000018	0,451729-j8,899609	9,702447	0,000186
10	0,000031	0,335249-j7,297675	7,816501	0,000391
11	0,000013	0,274460-j6,122776	6,376336	0,000204
13	0,000003	0,210621-j4,375586	4,112777	0,000067
14	0,000002	0,192145-j3,672563	3,140611	0,000074
15	0,000005	0,178660-j3,039830	2,218291	0,000228
16	0,000001	0,168805-j2,458270	1,314965	0,000108
17	0,000004	0,161778-j1,913954	0,422239	0,000897
23	0,000001	0,165193+j1,081461	1,756228	0,00006

29	0,000001	0,410806+j5,708946	1,13805	0,000072
35	0,000001	5,120083+j16,710173	9,359756	0,000013
37	0,000003	2,692380+j18,822304	12,556153	0,00002
41	0,000017	28,100304+j23,939597	36,55428	0,000045
43	0,000013	19,074368-j32,661798	35,954546	0,000036
47	0,000002	1,625626-j10,455137	4,038926	0,000042
49	0,000001	0,916514-j7,035098	1,755999	0,000046

Tabela 2- Resultados de distorção harmônica com banco de capacitores

Fonte: Autoria própria (2023)

h	DHI Máx com relação ao estado do banco de capacitores (%)		
	Ligado	Desligado	Redução
2	0,000023	0,00002	-0,000003
3	0,000039	0,000031	-0,000008
4	0,000044	0,000026	-0,000018
5	0,001632	0,00062	-0,001012
7	0,002362	0,000568	-0,001794
8	0,00079	0,000502	-0,000288
9	0,000186	0,000205	0,000019
10	0,000391	0,000642	0,000251
11	0,000204	0,000464	0,00026
13	0,000067	0,00027	0,000203
14	0,000074	0,000399	0,000325
15	0,000228	0,001826	0,001598
16	0,000108	0,002313	0,002205
17	0,000897	0,016879	0,015982
23	0,00006	0,000435	0,000375
29	0,000072	0,000912	0,00084
35	0,000013	0,000426	0,000413
37	0,00002	0,000619	0,000599
41	0,000045	0,001269	0,001224
43	0,000036	0,000942	0,000906
47	0,000042	0,002643	0,002601
49	0,000046	0,003581	0,003535

Tabela 3 - Redução da DHI após inserção do banco de capacitores

Fonte: Autoria própria (2023)

DHT Máx com relação ao estado do banco de capacitores (%)		
Ligado	Desligado	Redução
0,003161	0,01787	0,014709

Tabela 4 – Redução da DHT após inserção do banco de capacitores

Fonte: Autoria própria (2023)

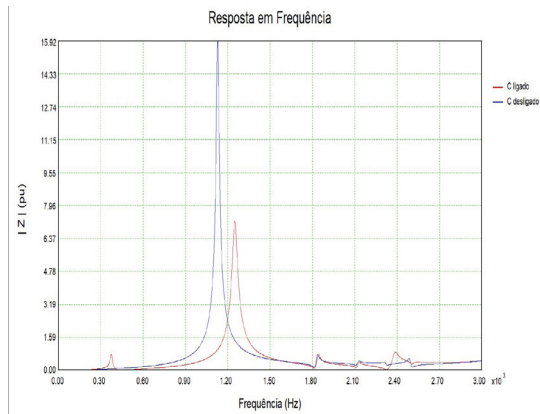


Figura 12- Resposta em frequência do PAC com e sem banco de capacitores

Fonte: Autoria própria (2023)

Resultados da simulação de afundamentos de tensão

Este item visa a apresentação dos resultados obtidos durante a simulação de afundamentos de tensão, sentidos na barra de 230 kV do PAC, devido à ocorrência de curto-circuito, desde monofásicos, bifásicos-terra e trifásicos-terra. Foi tomado como premissa as falhas de maior incidência, que são as momentâneas, na qual após um determinado tempo se auto extingue, retornando o sistema em suas condições normais pós-falta. As condições iniciais de operação do sistema em regime permanente, tais como, níveis de tensão e potência fornecidas pelo grupo de aerogeradores estudado, foram realizadas por meio do software ANAREDE, tendo como base o caso VERÃO 2023/2024 média.

Curto-circuito LT 230 kV BPAC-BAR01

O parque eólico estudado está localizado no Rio Grande do Norte, possui ao todo 149 aerogeradores, que totalizam aproximadamente 312,9 MW de potência instalada e estão conectados nas barras de 34,5 kV BARGG1, BARGG2 e BARGG3. As redes coletoras são alimentadas em 34,5 kV, que direcionam toda potência gerada via cabos aéreos e subterrâneos até o transformador elevador de 230 kV, que está conectado a barra de 230 kV BAPAC.

O afundamento sentido pelo PAC, durante a execução de curto-circuito trifásico-terra no meio da LT 230 kV BPAC-BAR01, que está localizada entre o parque eólico e a barra BAR01 na primeira vizinhança, em uma falha desta característica com duração de 150 milissegundos, ocorre afundamentos de tensão que chegam a valores de aproximadamente 0,089 p.u conforme ilustrado na Figura 13.

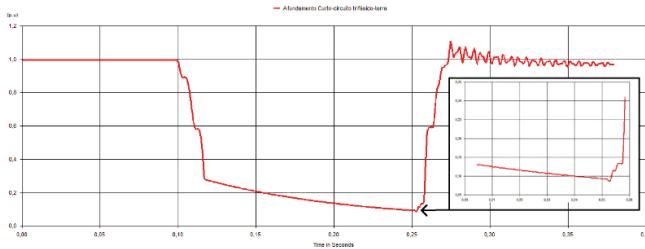


Figura 13- Afundamento de tensão na barra do PAC por curto-circuito trifásico-terra na barra 1

Fonte: Autoria própria (2023)

O valor da corrente de curto-circuito encontrada na simulação do ATPDraw foi de aproximadamente 9,3 kA, visando estimar um parâmetro de referência para o estudo, foi realizado a mesma simulação no software ANAFAS, que tem por objetivo específico a realização de análises de curto-circuito no sistema elétrico brasileiro, sendo a ferramenta recomendada pelo ONS para as empresas do setor. O resultado encontrado de corrente de curto-circuito durante a simulação no ANAFAS foi de aproximadamente 9,6 kA, sendo assim, houve uma diferença de 3,3% entre os valores obtidos nos dois sistemas, desta forma, entende-se que para simulações de curto-circuito, em razão das altas correntes envolvidas nessas análises, os resultados estão dentro de parâmetros aceitáveis e validam os valores encontrados na modelagem realizada no ATPDraw.

Curto-circuito demais vizinhanças

A verificação do afundamento de tensão causado no PAC, que são sentidas pelos aerogeradores, devido à ocorrência de curto-circuito fase-terra, bifásico-terra e trifásico-terra em todas as demais vizinhanças, foram simuladas utilizando o mesmo processo apresentado anteriormente, que possibilitaram o levantamento de todos os níveis de afundamento de tensão em p.u., que o parque eólico está sujeito durante as faltas, tendo como base os valores das simulações de curto-circuito do software ATPDraw. No Quadro 10 é apresentado os resultados dos afundamentos de tensão obtidos por local do curto-circuito.

Local do curto-circuito	Fase-terra(p.u)	Bifásico-terra(p.u)	Trifásico-terra(p.u)
LT 230 kV BPAC-BAR01	0,122	0,192	0,089
LT 230 kV BAR01-BAR02	0,371	0,274	0,198
LT 230 kV BAR01-BAR03	0,431	0,290	0,186
LT 230 kV BAR03-BAR06 C1	0,814	0,707	0,665
LT 230 kV BAR03-BAR06 C2	0,828	0,698	0,653
LT 230 kV BAR03-BAR05 C1	0,725	0,530	0,483
LT 230 kV BAR03-BAR05 C2	0,673	0,463	0,419
BARRA 04 500 KV	0,599	0,450	0,447

Quadro 10- Parâmetros dos cabos das redes coletoras

Fonte: Autoria própria (2023)

Foi realizado a simulação com as mesmas características e locais de curto-circuito, por meio do software ANAFAS em todas as vizinhanças mais relevantes, conforme manual de estudos de transmissão e procedimentos de rede elaborados pelo ONS, ao qual o parque eólico está conectado. A comparação dos valores de corrente de curto-circuito obtidos pelo software ATPDraw com o ANAFAS, serviu como parâmetro de referência e identificação eventuais erros de simulação. No entanto, os resultados encontrados nas simulações do ATPDraw se mostraram satisfatórios e em consonância com os valores obtidos pelo ANAFAS.

Ao realizar a comparação do resultado entre os softwares ATPDraw e ANAFAS, foi verificado que em 75% das simulações, os valores de variações percentuais de corrente de curto-circuito, foram inferiores a 2%, sendo que as maiores variações percentuais registradas ainda ficaram abaixo de 5%, conforme apresentado no Quadro 11.

Local do curto	Fase-terra			Fase-fase-terra			Fase-fase-fase-terra		
	Icc ANAFAS (kA)	Icc ATP Draw (kA)	Δ (%)	Icc ANAFAS (kA)	Icc ATP Draw (kA)	Δ (%)	Icc ANAFAS (kA)	Icc ATP Draw (kA)	Δ (%)
LT 230 kV BPAC-BAR01	9,62	9,30	3,4	7,51	7,33	2,5	8,72	8,68	0,5
LT 230 kV BAR01-BAR02	8,99	8,56	4,9	9,04	9,06	0,3	8,66	8,78	1,4
LT 230 kV BAR01-BAR03	11,62	11,51	0,9	13,89	13,94	0,3	14,42	14,45	0,2
LT 230 kV BAR03-BAR06 C1	12,94	13,03	0,7	16,96	16,71	1,4	18,11	18,17	0,4
LT 230 kV BAR03-BAR06 C2	11,55	11,50	0,4	17,39	17,13	1,5	18,85	18,68	0,9
LT 230 kV BAR03-BAR05 C1	18,08	18,21	0,7	22,08	22,04	0,2	22,94	23,61	2,9
LT 230 kV BAR03-BAR05 C2	22,72	22,63	0,4	25,68	25,65	0,1	26,13	26,86	2,8
BARRA 04 500 kV	22,96	22,59	1,6	24,16	24,26	0,4	24,44	25,22	3,2

Quadro 11- Resultados obtidos nas simulações nos softwares ATPDraw e ANAFAS

Fonte: Autoria própria (2023)

Com base nos resultados das simulações de curto-circuito e seus devidos valores de afundamentos de tensão, observadas na barra de 230 kV BAPAC, em função das faltas nas linhas de transmissão, apresentadas anteriormente no quadro 24, foi elaborado uma representação gráfica desses valores por meio da figura 16.

De acordo com a curva de suportabilidade a afundamentos de tensão, estabelecidas pelos procedimentos de rede do ONS, na qual durante a ocorrência de um evento no SIN, que venha a provocar a queda da tensão eficaz da rede para valores inferiores a 0,2 p.u., é permitido a desconexão das máquinas do parque eólico para garantir a proteção dos equipamentos envolvidos no processo de geração de energia.

Com base nos resultados apresentados, verifica-se que há pontos de ocorrência de curto-circuito, que se encontram abaixo da linha vermelha de 0,2 p.u. destacada na Figura 16. É possível identificar que todas as faltas que ocorrem na linha de transmissão que conecta a barra de 230 kV BAPAC a barra 230 kV BAR01 da primeira vizinhança, estão com valores inferiores a 0,2 p.u., resultado já esperado devido à característica radial do trecho analisado.

Entretanto, é possível notar que existe mais dois pontos, que possuem valores de tensão residual inferiores ao de 0,2 p.u., causadas pela ocorrência de curto-circuito trifásico-terra em duas linhas de transmissão, que estão localizadas entre a primeira e segunda vizinhança, a LT 230 kV BAR01-BAR02 e a LT 230 kV BAR01-BAR03.

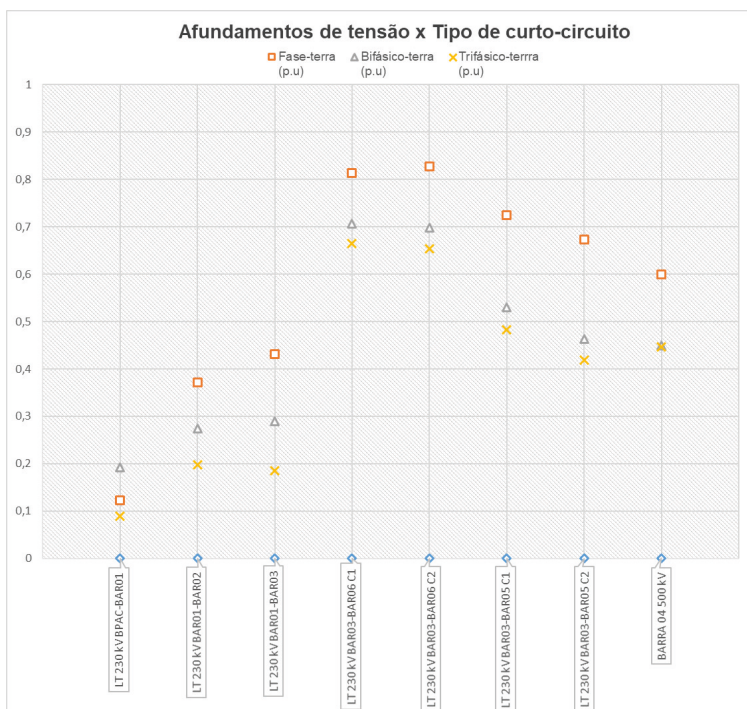


Figura 16- Afundamento de tensão x tipo de curto-circuito

Fonte: Autoria própria (2023)

CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou um panorama sobre a análise e comportamento de desempenho de um complexo eólico já instalado e em operação comercial do Brasil, foram caracterizados os critérios de desempenho de resistência ao afundamento de tensão em curto-circuito e as influências da distorção harmônica sobre os outros dois parâmetros de qualidade em regime permanente e em condição de falta.

Com o intuito de analisar a vulnerabilidade dos aerogeradores foi realizado simulações da ocorrência de curto-circuito nas vizinhanças do sistema de transmissão da região, o que resulta em um afundamento de tensão residual no sistema. Conforme procedimentos de rede do ONS, o complexo eólico deve suportar afundamentos da ordem de 0,2 p.u., de modo que possa contribuir para o restabelecimento da tensão aos seus limites nominais, durante e após a ocorrência das faltas.

Com base nos resultados obtidos, foi identificado que há alguns tipos de faltas, principalmente para as trifásicas, que se ocorrerem em determinadas vizinhanças, causam afundamentos de tensão residual maiores que os estipulados pelas diretrizes vigentes, deste modo, seria permitida a desconexão das máquinas do parque eólico. Tendo em vista que tal cenário no SIN, pode representar a ausência de uma fonte de contribuição para a recomposição dos níveis de tensão, durante e após a falta, é de grande relevância que com o crescimento da carga instalada deste tipo de fonte no sistema, haja estudos de planejamento de expansão de redes, que garantam a confiabilidade e contemplem tais condições operacionais.

Diante desse contexto, cabe ressaltar que este trabalho abordou uma análise qualitativa para um estudo de caso, o que por sua vez, pode fomentar o surgimento de novos trabalhos, que proponham soluções diversas de conexões destas fontes no sistema, bem como tecnologias que permitam o seu aprimoramento, do ponto de vista técnico, operacional e regulatório nas tratativas do fenômeno abordado.

O estudo do comportamento em relação aos limites de distorção harmônica foi conduzido de forma a aproximar um trabalho acadêmico ao modelo de estudos e de apresentação exigidos pelo ONS.

A decomposição do sistema em circuitos harmônicos acaba gerando novos circuitos não lineares, devido à característica não linear das resistências em função da variação da frequência. Realizar multiplicação dos valores das correntes harmônicas por alguma constante, com o objetivo de aproximar as distorções resultantes de vários parques conectados à mesma subestação coletora não é modelo válido, apesar das similaridades. Sendo assim, para avaliação dos limites globais de distorção harmônica se requer o estudo completo do complexo eólico.

Avalia-se a entrada em operação de um banco de capacitores futuro, com redução da impedância da rede sem aumento de ressonância. Essa redução atenua a geração de tensões de distorção. A quantificação deste efeitos é possível de ser analisada com os métodos apresentados neste trabalho mas não com a licença acadêmica do HarmZ.

Quanto a sugestão para estudos futuros, propõe-se analisar a qualidade de energia no quesito desequilíbrio de tensão quando da ocorrência de variações cíclicas de velocidade, em sistemas de geração eólica, estudando as variáveis como: velocidade de vento; velocidades de rajadas; variedade de variações do vento, além das perturbações usuais da rede.

AGRADECIMENTOS

Aos Prof. Dr. Eloi Rufato Junior, pelo acolhimento da proposta e orientação, bem como pelos conhecimentos transferidos na elaboração de todo o trabalho.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, Thomas (ed.). **Wind power in power systems**. 1. ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2005.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2022, Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>> Acesso em: 06 mai. 2023.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, **Expansão da matriz elétrica Brasileira, 2023**, Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/novas-usinas-em-operacao-comercial-no-ano-somam-4-610-20-mw>> Acesso em: 16 jun. 2023.

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Site da CRESESB. **Tipos de Aerogeradores para Geração de Energia Elétrica**, 2014. Disponível em:<http://paje.fe.usp.br/~mef-pietro/mef2/app.upload/7/_mefmi_003-05.pdf>, P 08, . Acesso em: 06 mai. 2022.

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANAREDE – Análise de Redes Elétricas**. Disponível em <<https://www.cepel.br/produtos/anared-2/>>. Acesso em 06 mai. 2023.

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANAFAS: Um programa na medida para cálculos de curto-circuito** Disponível em <<https://www.cepel.br/produtos/anafas-2/>>. Acesso em: 06 mai. 2023.

CHAPMAN, Stephen J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. AMGH editora, 2013.

ENERGIE. 2001. **Wind Turbine Grid Connection and Interaction**. Deutsches Windenergie-Institut GmbH Germany, Tech-wise A/S Denmark, DM Energy United Kingdom.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) **Balanco Energético Nacional (BEN) 2021**: Ano base 2020, 2021. Disponível em < <https://ben.epe.gov.br>> Acesso em: 04 jun. 2022.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) Infográfico: “**Escassez hídrica e o fornecimento de energia elétrica no Brasil**”, 2021. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/infogr%c3%a1fico.pdf>> Acesso em: 04 Junho 2022.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**, 2022. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>> Acesso em: 04 jun. 2022.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) Relatórios: **Relatório Plano Nacional de Energia PNE 2050**, 2020. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>>> Acesso em: 04 jun. 2022.

GOVEIA, Paulo; MISSIAS, Willian C. **Integração de Geração Eólica e Fotovoltaica: Análise sob aspectos de Fluxo de Potência e Curto-circuito**. 2018. 111 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba. 2018.

GWEC [Global Wind Energy Council] **Global Wind Report 2022**, 2022. Disponível em: <<https://gwec.net/global-wind-report-2022/>> Acesso em: 04 jun. 2022.

IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) **Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**,” in IEEE Std 1159-1995 , vol., no., pp.1-80, 30 Nov. 1995, doi: 10.1109/IEEESTD.1995.79050.

KINDERMANN, G. **Curto-circuito**. 2. ed. Porto Alegre: Sagra-DC Luzzato, 1997.

MANWELL J. F.; MCGOWAN. J. G.; ROGERS. A. L., **Wind Energy Explained. Theory, Design and Application**. Ed Wiley 577p.w, England, 2004.

MULJADI, Eduard; GEVORGIAN, Vahan. Short-circuit modeling of a wind power plant. In: **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. IEEE, 2011. p. 1-9.

ONS (Operador Nacional Do Sistema Elétrico) – **ONS NT 009/2016 – Rev.02 Instruções para realização de estudos e medições de QEE relacionados aos acessos à Rede Básica ou nos barramentos de fronteira com a Rede Básica para parques eólicos, solares, consumidores livres e distribuidoras**, 2018. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONSNT0009-2016_Rev2-InstEstudos-Medicao_QEE_Acesso_RB.pdf> Acesso em: 09 jan 2023.

ONS (Operador Nacional Do Sistema Elétrico) - **Procedimentos de rede, ONS**, Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 04 jun. 2022.

ONS (Operador Nacional Do Sistema Elétrico). **Sistema Interligado Nacional – Rede de Operação – Horizonte 2023**, 2023. Disponível em: <<http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema>> Acesso em 27 mai 2023.

PICOLO, Ana Paula; RÜHLER, Alexandre J.; RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica**. Revista brasileira de ensino de física, v. 36, p. 01-13, 2014.

PINTO, Milton de Oliveira et al. **Fundamentos de energia eólica**. Rio de Janeiro: LTC, v. 1, 2013.

PRIKLER, L., HØIDALEN, H. K. **ATPDraw version 5.6 for windows 9x/NT/2000/XP/Vista User Manual**. Norway, 2009. 270 p.

SÖDER, Lennart; ACKERMANN, Thomas. Wind power in power systems: an introduction. **Wind power in power systems**, v. 140, 2005.

STEVENSON William D. Jr. **ELEMENTOS DE ANÁLISE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**, 1986. 4ª Edição americana, 2ª Edição em português.

VIAN, Ângelo et al. Energia Eólica: **Fundamentos Tecnologia e Aplicações**. Editora Blucher. 2021.