

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ENGENHARIA DE ENERGIA

Estudo dos Supra-harmônicos Inseridos por Parques Eólicos em Sistemas de  
Transmissão de Energia Elétrica

por

**Benhur Zolett**

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, julho de 2020.



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
ENGENHARIA DE ENERGIA

Estudo dos Supra-harmônicos Inseridos por Parques Eólicos em Sistemas de  
Transmissão de Energia Elétrica

por

Benhur Zolett

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Profa. Letícia Jenisch Rodrigues  
Coordenadora do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, Professor Associado, UFRGS.

Banca examinadora:

Profa. Dra. Mariana Resener – DELAE / UFRGS

Prof. Me. Igor Pasa Wiltuschnig – DELET / UFRGS

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, julho de 2020.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha mãe, Valquíria Inês Scota, meu exemplo de força e de determinação. Por ter depositado em mim e em meu irmão a paixão pelos estudos. Por ter acreditado que a educação seria a maior fonte de transformação em nossas vidas. Por ter investido cada minuto do seu tempo a fim de nos formar cidadãos críticos e conscientes. Pelos inúmeros sacrifícios realizados por ela durante toda essa caminhada. Pela paciência, afeto e carinho durante tantos anos de batalha.

Ao meu pai, Ivandro Luís Zolett, meu exemplo de perseverança e de fé. Por sempre ter acreditado nos meus objetivos. Pelo apoio incondicional durante as etapas árduas de minha formação e pelos conselhos nos momentos de decisão. Pelo apoio financeiro durante tantos anos nos quais não fui capaz de prover minha própria subsistência. Pela compreensão, afeto e carinho durante todos esses anos.

Ao meu irmão, Ivandro Luís Zolett Júnior, meu companheiro de batalha. Pela coragem ao sacrificar-se em prol do meu sucesso. Pelo espírito de apoio mútuo que construímos durante os anos em que batalhamos pelo nosso futuro.

Ao meu avô, Luiz Scota, em memória, meu exemplo de liderança. Pela influência indireta sobre meu caráter e sobre minha conduta. Pelos ensinamentos práticos e pela tutela. Por mostrar-me que uma mente engenhosa é tão valiosa quanto um diploma de engenheiro.

Aos demais membros da minha família, os quais sempre depositaram seu apoio e sua fé em meus estudos.

Aos meus amigos e minhas amigas os quais fizeram parte desta etapa da minha vida. Amigos que vieram comigo de Erechim, amigos que cativei em Porto Alegre e amigos que me cativaram em Lyon.

Especialmente, a Fernanda Tamyé Irokawa, meu ombro amigo e fiel companheira. Pelo apoio emocional durante as turbulências por mim vividas durante os últimos anos de graduação. Pela ajuda direta na construção deste trabalho, principalmente em relação às imagens georreferenciadas. Pelo afeto, carinho e dedicação para com meu bem estar.

Aos meus professores, pela dedicação e pelo zelo durante a transferência de conhecimento.

Especialmente ao meu orientador Roberto Chouhy Leborgne, o qual teve um papel fundamental como tutor acadêmico e profissional durante meus últimos anos de graduação.

À sociedade brasileira, por financiar indiretamente meus estudos.

Aos governantes. Àqueles que não pouparam esforços para manter as universidades federais brasileiras como centros de formação de excelência públicos e gratuitos.

ZOLETT, B. Estudo dos Supra-harmônicos Inseridos por Parques Eólicos em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica. 2020. 33 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2020.

## **RESUMO**

Este trabalho tem como objetivo o estudo das distorções harmônicas em alta frequência, comumente citadas na literatura como supra-harmônicos, nos sistemas de transmissão de energia elétrica causadas pela geração de energia eólica. Essas distorções são fruto da cadeia de conversão de energia presente nesses sistemas, a qual é baseada em componentes não-lineares com elevada frequência de comutação. São avaliadas a inserção e a propagação de supra-harmônicos nos sistemas de transmissão provenientes de aerogeradores síncronos a ímãs permanentes com base em novos indicadores propostos. Para isso, modelos equivalentes detalhados de aerogeradores são utilizados visando a simulações dinâmicas. Ademais, os sistemas de transmissão são modelados com base em modelos de linhas de transmissão com parâmetros distribuídos e modelos simplificados de geradores. O caso de estudo da região oeste do estado do Rio Grande do Sul é explorado a fim de aplicar a metodologia desenvolvida. Os resultados são obtidos por meio de simulação numérica utilizando a plataforma MATLAB Simulink® e evidenciam que o padrão de emissão de supra-harmônicos por aerogeradores síncronos a ímãs permanentes é estritamente ligado à modulação dos inversores de potência. Observa-se uma atenuação da magnitude das distorções de até 14 vezes entre a saída dos inversores e o ponto de acoplamento comum (PAC) dos parques eólicos. Ademais, as distorções harmônicas de alta frequência propagam-se por longas distâncias dentro dos sistemas de transmissão. Esse padrão de propagação segue uma tendência linear de atenuação em função da distância entre o ponto estudado e o PAC. No entanto, os resultados sugerem que características particulares de cada ponto do sistema de transmissão têm grande influência no padrão de propagação de supra-harmônicos. Essas características podem ser o padrão de carga, a presença de bancos de capacitores ou a impedância de curto-circuito.

**PALAVRAS-CHAVE:** Geração de Energia Eólica, MATLAB Simulink, Qualidade de Energia Elétrica, Supra-Harmônicos.

## **ABSTRACT**

This work is focused on high frequency harmonic distortions introduced into transmission systems by wind power plants (WPP). These distortions are commonly referred in the literature as supraharmonics and they are introduced in the power systems by the power conversion chain of modern speed-variable wind turbines. The main reason for this to happen is the non-linearity of the standard components used in these applications, which are based on high frequency semiconductor power switching. In this context, this work analyses the introduction and the propagation of supraharmonics into power transmission systems generated by permanent magnet synchronous generator (PMSG) wind turbines considering new proposed indicators. A detailed model of wind generators is considered to perform transient simulations. Furthermore, the transmission systems are modelled considering models of transmission lines with distributed parameters and simplified generator models for hydro and thermal generation. The study case of the west region of the transmission system of the state of Rio Grande do Sul, Brazil, is studied in order to illustrate the methodology proposed. Numerical simulations performed by MATLAB Simulink® show that the emissions of supraharmonics from PMSG WPP are straightly related to the modulation of power inverters. The magnitude of supraharmonics are up to 14 times higher at the output of the power inverters if compared to the point of common coupling (PCC). Furthermore, these harmonic distortions can propagate through high distances into transmission systems. The propagation follows a linear tendency of decreasing with the increasing of the distance between the studied point and the PCC. Thus, results show that individual characteristics of each point of the transmission systems are also important to define the supraharmonic propagation behavior. Some of these characteristics can be the load profile, the presence of capacitor banks or the short-circuit capacity.

**KEYWORDS:** MATLAB Simulink , Power Quality, Supraharmonics, Wind Power.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	1
1.1	Contexto .....	1
1.2	Justificativa.....	1
1.3	Motivação pessoal .....	2
1.4	Objetivos .....	2
2	DEFINIÇÕES E CONCEITOS .....	3
2.1	Geração de energia eólica.....	3
2.2	Distorções Harmônicas.....	5
2.2.1	Harmônicos Inteiros, Interharmônicos e Supra-harmônicos .....	6
2.2.2	Emissões primárias e secundárias .....	7
2.2.3	Padrões de controle e indicadores .....	7
3	METODOLOGIA DESENVOLVIDA .....	8
3.1	Modelagem de sistemas de transmissão .....	8
3.1.1	Linhas de transmissão.....	8
3.1.2	Transformadores.....	9
3.1.3	Unidades geradoras térmicas e hídricas.....	9
3.2	Modelagem de unidades geradoras eólicas .....	10
3.2.1	Aerogeradores equivalentes.....	11
3.3	Simulação e análise .....	16
4	CASO DE ESTUDO .....	17
5	RESULTADOS .....	19
6	CONCLUSÕES.....	24
	APÊNDICE A – SISTEMAS DE REFERÊNCIA .....	26

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contexto

A energia elétrica é uma das mais importantes categorias de consumo da economia atual, tanto no setor residencial, com as diversas facilidades e confortos oferecidos, como no setor industrial, onde cada vez mais processos são substituídos por equipamentos eletrônicos que garantem uma maior eficiência e confiabilidade. Com o aumento na utilização da energia elétrica e com o avanço das tecnologias empregadas, a Qualidade da Energia Elétrica (QEE) tem se tornado um grande foco de estudos. Essa área de estudo trata de problemas envolvendo variações nos níveis de tensão, corrente e frequência da rede, as quais podem afetar de forma significativa equipamentos e processos industriais (LEBORGNE, 2003).

Uma das principais causas de anomalias no comportamento das redes elétricas é a emissão de distorções harmônicas de tensão e de corrente. Essas distorções são majoritariamente introduzidas nos sistemas elétricos de potência por cargas não-lineares, que podem ser conversores de potência, arcos elétricos, dispositivos magnéticos saturados e máquinas rotativas. Nesse sentido, a maioria das cargas não-lineares presentes nos sistemas elétricos de potência são conversores de potência estáticos, que são muito úteis pois permitem a conversão de energia elétrica em corrente contínua (CC) em energia elétrica em corrente alternada (CA) (e vice-versa) (IEEE, 2014). Esse tipo de dispositivo é cada vez mais utilizado nos sistemas elétricos de potência em aplicações como compensadores estáticos, sistema de transmissão de energia elétrica em corrente contínua e sistemas de conversão de energia de baixa inércia, como energia solar e eólica.

## 1.2 Justificativa

Os conversores estáticos de potência são amplamente utilizados nas cadeias de conversão de energia eólica de aerogeradores de velocidade variável (WU, 2011). Esses aerogeradores têm capacidade de captar a energia dos ventos de maneira ótima e, por isso, são as principais soluções tecnológicas aplicadas em parques eólicos atualmente. Com a expansão da geração de energia eólica no Brasil e no mundo, é de extrema importância compreender as consequências de tais equipamentos sobre os sistemas elétricos nos quais eles são instalados.

Apesar das distorções harmônicas serem um tema recorrente nas pesquisas envolvendo QEE, a evolução da eletrônica de potência em sistemas de conversão de energia revelou novos desafios. Atualmente, os componentes ativos de conversores de potência usados nas cadeias de conversão dos aerogeradores de velocidade variável têm uma dinâmica de comutação muito rápida e, sendo assim, apresentam distorções harmônicas em frequências elevadas. Nesse caso, quando as frequências dos harmônicos inseridos na rede estão na faixa de 2 a 150 kHz, elas são classificadas como supra-harmônicas. Mesmo que as fontes de supra-harmônicos sejam conhecidas, os padrões de controle dessas distorções ainda não são um consenso no meio acadêmico (BOLLEN *et al.*, 2014). Além disso, distorções em alta frequência podem ter consequências graves como problemas de compatibilidade eletromagnética (EMI), estresse no isolamento de máquinas síncronas e em outros elementos, surgimento de correntes assimétricas nos enrolamentos de máquinas síncronas dentre outras (DAS, 2015). O principal problema relatado na literatura é a interferência eletromagnética com sistemas *power line communication* (PLC) de banda estreita, os quais operam em frequências de 3 a 500 kHz. Diversos trabalhos já realizados constataram interferência de supra-harmônicos criados por diversas fontes não-lineares em sistemas PLC (FRANKLIN; HSU, 2003; FRANKLIN, 2009; TATRO *et al.*, 1993).

Os estudos realizados sobre emissão de distorções harmônicas por parque eólicos normalmente tratam de problemas relacionados a harmônicos de mais baixa ordem. Em (BOLLEN; SCHWANZ, 2018), os principais aspectos de distorção harmônica ligados à geração de energia eólica são tratados, desde suas origens até suas principais consequências. Ainda assim, essa obra lista as principais ações mitigadoras desses distúrbios nas redes elétricas. Mais especificamente na área de supra-harmônicos, estudos como (BLANCO *et al.*, 2017) atacam o problema de maneira experimental, com o objetivo de adquirir dados reais de emissão de supra-harmônicos por sistemas de geração de energia eólica. As conclusões mostram que a determinação da magnitude dessas distorções por meio de medições é um desafio. Além disso, outros estudos sobre supra-harmônicos já realizados até então, como o (RÖNNBERG *et al.*, 2017), sugerem que o padrão de emissão de supra-harmônicos de uma carga não-linear é bastante

influenciado pela poluição harmônica presente no sistema elétrico no ponto de conexão da carga. Dessa forma, os resultados obtidos para um aerogerador instalado em um ponto do sistema de transmissão podem não ser reproduzidos em uma outra localidade, sendo necessário o estudo do caso específico.

### 1.3 Motivação pessoal

A escolha do assunto e da metodologia do trabalho está intimamente ligada à minha formação bem como aos meus interesses profissionais. Com relação à minha formação, tive a oportunidade de seguir o currículo muito bem estruturado da Engenharia de Energia na Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e pude adquirir uma visão abrangente sobre o uso da energia na sociedade moderna. Mais especificamente na área técnica, a formação da UFRGS proporcionou-me conhecimentos técnicos avançados para o entendimento das tecnologias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em grande escala, área na qual tenho grande interesse. De maneira complementar, tive o privilégio de seguir um programa de Dupla Diplomação na *Ecole Centrale de Lyon* (ECL), onde cursei as disciplinas de Engenharia Generalista durante dois anos. O currículo seguido é muito diferente dos currículos de engenharia brasileiros e é organizado em blocos de disciplinas correlatas. Essa organização favorece a visão crítica e multidisciplinar sobre os assuntos de engenharia.

Este trabalho nasceu da vontade de aplicar os conhecimentos adquiridos durante minha dupla formação em um trabalho com abordagem multidisciplinar que convergisse a resultados específicos. Nesse sentido, utilizei principalmente conhecimentos adquiridos nas disciplinas de Conversão Eletromecânica de Energia, Análise de Sistemas Elétricos de Potência, Qualidade de Energia Elétrica, Produção de Energia Elétrica, Energia Eólica, Controle e Automação Linear e Eletrônica de Potência cursados tanto na UFRGS quanto na ECL. Ademais, inspirei-me em trabalhos realizados na França sobre sistemas de transmissão de energia elétrica em alta tensão e corrente contínua (HVDC) e conversores de potência utilizados nessas aplicações. O interesse pelas aplicações relacionadas à eletrônica de potência e suas consequências nos sistemas elétricos somado à multidisciplinaridade da geração de energia eólica levaram à escolha do assunto desta monografia.

### 1.4 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo a determinação do padrão de emissão de supra-harmônicos por aerogeradores de velocidade variável de tipo IV (geradores síncronos a imãs permanentes) bem como o padrão de propagação dessas distorções dentro dos sistemas de transmissão de energia elétrica. Busca-se compreender o funcionamento dos diferentes subsistemas que compõem os aerogeradores do tipo IV e identificar as principais causas das emissões de supra-harmônicos por esses sistemas. Ademais, tem-se como objetivo a exploração de uma modelagem detalhada de aerogeradores que considere as dinâmicas de comutação dos conversores de potência presentes nesses sistemas. Além disso, a propagação dessas componentes harmônicas dentro dos sistemas de transmissão é estudada a fim de avaliar a abrangência dos possíveis impactos causados por tal fenômeno. Nesse sentido, este trabalho visa à construção de um modelo de sistema de transmissão de um caso de estudo a fim de ilustrar a metodologia proposta. Sendo assim, busca-se analisar o caso de estudo relativo aos parques eólicos instalados na microrregião de Coxilhas de Santana, no estado do Rio Grande do Sul.

## 2 DEFINIÇÕES E CONCEITOS

Nessa seção são detalhados os conceitos básicos de geração de energia eólica bem como a topologia de aerogerador abordada neste trabalho. Ademais, as questões tecnológicas e de funcionamento são introduzidas. Posteriormente, são abordadas as definições de distorção harmônica, suas causas e consequências e seus padrões de controle dentro dos sistemas elétricos de potência.

### 2.1 Geração de energia eólica

A geração de energia eólica segue duas conversões de energia básicas. A primeira consiste na transformação da energia cinética do vento em potência mecânica no eixo do rotor do aerogerador, a qual pode ser calculada por (2.1), onde  $\rho$  é a massa específica do ar, em  $\text{kg/m}^3$ ,  $A$  é a área varrida pelas pás do rotor em  $\text{m}^2$ ,  $v_w$  é a velocidade do vento em  $\text{m/s}$  e  $C_p$  é o coeficiente de potência do rotor.

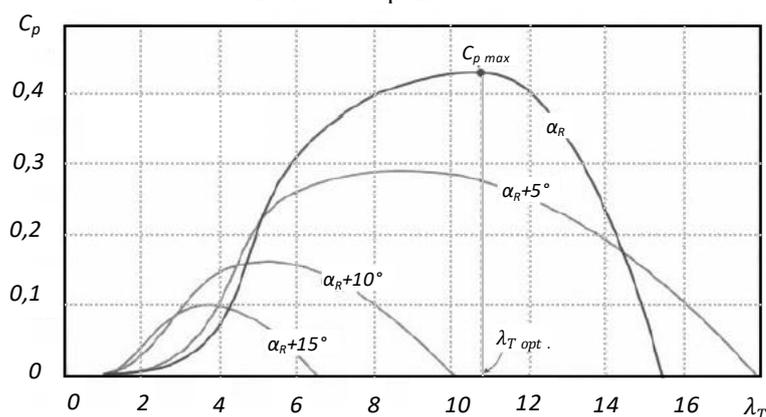
$$P_M = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_p \quad (2.1)$$

Para que essa característica de potência seja seguida, é necessário que o coeficiente de potência do rotor seja constante. Entretanto, esse parâmetro é variável e depende de uma outra variável importante para o entendimento da conversão de energia eólica: a relação de velocidade de ponta  $\lambda_T$ , dada por,

$$\lambda_T = \frac{\omega_M r_T}{v_w} \quad (2.2)$$

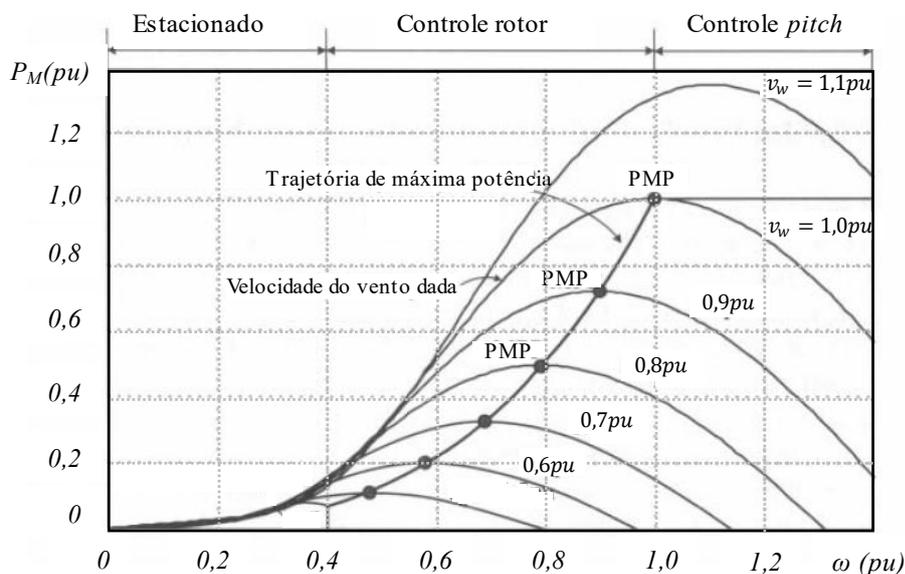
onde  $r_T$  é o raio do rotor (comprimento das pás) em  $\text{m}$  e  $\omega_M$  é a velocidade angular de rotação do rotor em  $\text{rad/s}$ . Nesse sentido, o coeficiente de potência do rotor é dependente da relação de velocidade de ponta e do ângulo de ataque das pás como mostra a Figura 2.1. É possível observar que para um ângulo de ataque das pás ótimo ( $\alpha_R$ ), existe um ponto correspondente ao coeficiente de potência máximo da turbina o qual é relacionado com a relação de velocidade de ponta ótima  $\lambda_{T,opt}$ . A relação de velocidade de ponta ótima é constante e depende do modelo de turbina. Nesse sentido, para cada velocidade de vento, existe uma velocidade angular de rotação para a qual o coeficiente de potência é ótimo. Os pontos de operação correspondentes são os pontos de máxima potência (PMP), como é mostrado na Figura 2.2.

Figura 2.1 – Variação do coeficiente de potência de uma dada turbina eólica em função da relação de velocidade de ponta.



Fonte: Adaptado de (WU, 2011).

Figura 2.2 – Característica de potência e velocidade angular de rotação de um aerogerador e pontos de operação de máxima potência (PMP).

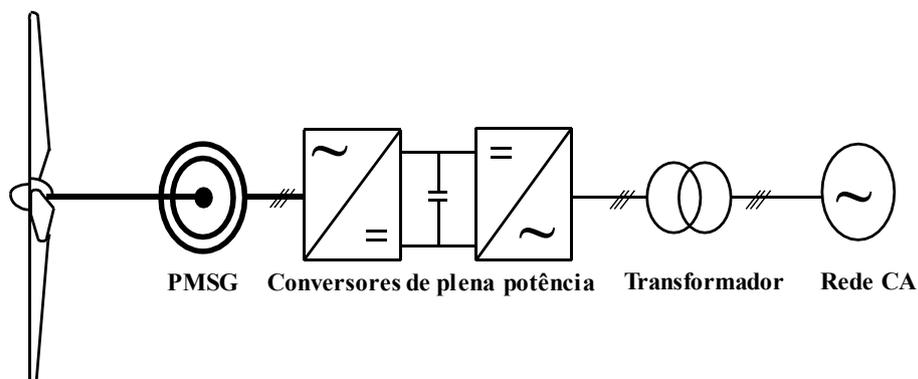


Fonte: Adaptado de (WU, 2011).

Nesse sentido, destacam-se dentre as tecnologias de aerogeradores aquelas que têm a capacidade de operar com velocidade de rotação variável. Para que isso seja possível, se faz necessário o uso de conversores de potência na interface entre a turbina e a rede elétrica. Esses conversores de potência podem ser controlados a fim de rastreamento do ponto ótimo de funcionamento das turbinas através de algoritmos de *maximum power point tracking* (MPPT). Esse controle ocorre até que a velocidade de rotação nominal da máquina seja atingida. A partir desse ponto, um sistema de controle de ângulo de ataque das pás de aerogeradores é utilizado a fim de manter a potência do aerogerador constante. Esse método de controle é denominado *pitch control* e está presente na maioria das turbinas eólicas modernas.

A potência mecânica no eixo do rotor é transformada em energia elétrica por um gerador, o qual pode ser um gerador por indução ou um gerador síncrono. A principal diferença entre essas tecnologias está na cadeia de conversão de energia elétrica subjacente e no modo de funcionamento. Este trabalho considera apenas aerogeradores síncronos a ímãs permanentes (PMSG), os quais utilizam a topologia de tipo IV.

Figura 2.3 – Topologia de aerogerador tipo IV.



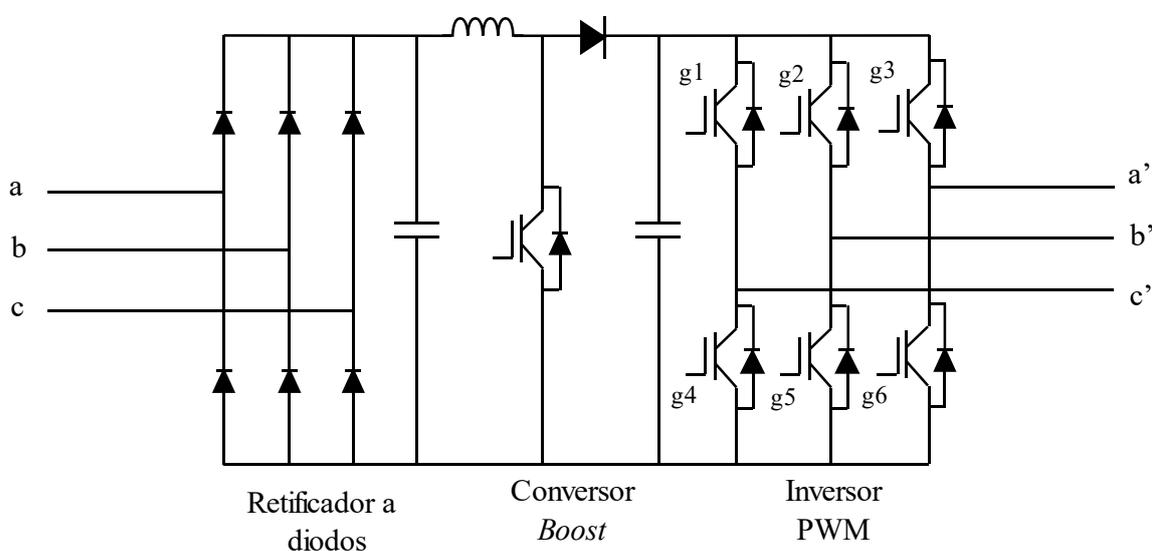
Fonte: Adaptado de (WU, 2011).

A topologia de um aerogerador do tipo IV está esquematizada na Figura 2.3. Esses aerogeradores são constituídos de um gerador síncrono a ímãs permanentes conectado à rede por uma interface de conversores de potência dimensionados para a potência nominal do aerogerador. O gerador síncrono opera em velocidade variável e, conseqüentemente, gera energia elétrica em corrente alternada em frequência variável. Posteriormente, a corrente é retificada e passa por uma cadeia de conversores CC-CC

e CC-CA os quais sintetizam uma tensão em sincronismo com a rede. Tal topologia é extremamente robusta e não têm a necessidade de uma caixa de redução de velocidade, como é o caso de outros tipos de aerogeradores. Isso aumenta a eficiência de conversão além de reduzir os custos de manutenção. Além disso, a ausência de enrolamentos no rotor diminui significativamente a complexidade do sistema e consequentemente os custos de manutenção. Entretanto, os altos custos dos ímãs permanentes e dos conversores de potência aumentam os custos de investimento de aerogeradores de tipo IV.

A cadeia de conversores de potência utilizada nesse trabalho é composta de retificadores a diodos trifásicos, elevadores de tensão do tipo *boost* e inversores trifásicos. Nesse contexto, os retificadores são utilizados para a conversão da energia CA-CC. Posteriormente, o controle de tensão em CC é realizado pelo conversor elevador de tensão e, finalmente, os inversores sintetizam uma tensão senoidal de frequência síncrona com a rede elétrica. A Figura 2.4 ilustra essa configuração de conversores, que também é chamada de *back-to-back*.

Figura 2.4 – Topologia de conversor *back-to-back* utilizada em aerogeradores do tipo IV.



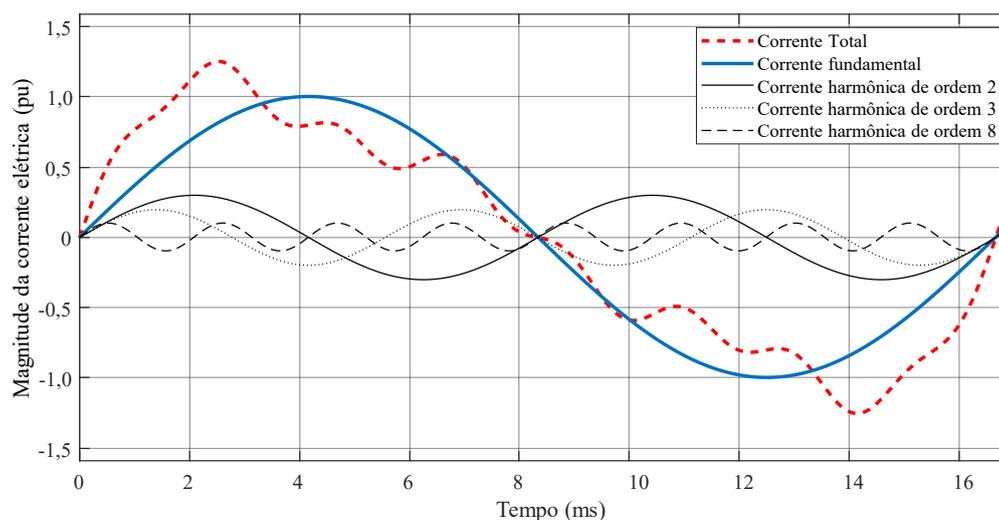
Fonte: Adaptado de (RASHID, 2014).

Sendo assim, esses conversores, são realizados com dispositivos comutadores comandados com exceção dos diodos. Os IGBTs (*insulated gate bipolar transistor*) e os MOSFETS (*metal oxide semiconductor field effect transistor*) são os elementos mais utilizados atualmente. Uma das características mais marcantes desses dispositivos semicondutores é a capacidade de comutação em altas frequências, na ordem de dezenas de quilohertz. Essa característica aumenta a eficiência desses dispositivos, reduz as perdas por comutação e reduz as emissões de distorções harmônicas de baixa frequência (RASHID, 2014). Entretanto, as ordens das distorções harmônicas geradas são mais elevadas, fazendo com que esses conversores de potência tenham emissões de distorções na faixa dos supra-harmônicos.

## 2.2 Distorções Harmônicas

As distorções harmônicas em um sistema elétrico podem ser definidas como distorções na forma de onda senoidal de tensão e de corrente por meio de componentes senoidais em frequências diferentes da frequência fundamental. A Figura 2.5 exemplifica a presença de distorções harmônicas na forma de onda da corrente de um circuito elétrico com excitação a 60 Hz. Matematicamente, as distorções harmônicas podem ser expressas pela equação (2.3), onde cada componente harmônica é identificada pela sua ordem  $i$ , magnitude  $C_i$  e fase  $\phi_i$ . No caso da Figura 2.5, a expressão matemática para a corrente total é dada por (2.4), sendo a soma da corrente fundamental e de todas as componentes harmônicas. Observa-se a presença das harmônicas de ordem 2, 3 e 8 de frequências 120, 180 e 480 respectivamente. É possível observar que a corrente total segue a forma de onda da corrente fundamental, porém de maneira distorcida devido à presença dos harmônicos.

Figura 2.5 - Distorções harmônicas na forma de onda de corrente senoidal a 60 Hz.



Fonte: AUTOR.

$$I(t) = \sum_{i=1}^N C_i \text{sen}(i\omega t + \phi_i) \quad (2.3)$$

$$I(t) = \text{sen}(2\pi 60 t) + 0,3\text{sen}(2\pi 120 t) + 0,2\text{sen}(2\pi 180 t) + 0,1\text{sen}(2\pi 480 t) \quad (2.4)$$

As distorções harmônicas podem ser classificadas em relação a sua natureza e em relação a sua proveniência. Nesse sentido, essas distorções podem ser classificadas como harmônicos inteiros, interharmônicos ou supra-harmônicos. Da mesma maneira, as emissões de distorções harmônicas podem ser primárias ou secundárias.

### 2.2.1 Harmônicos Inteiros, Interharmônicos e Supra-harmônicos

Os harmônicos inteiros, ou simplesmente harmônicos, referem-se a distorções de frequência múltipla inteira da frequência fundamental do sistema. Esse termo é historicamente aplicado para harmônicos de baixa ordem, pioneiros a serem observados nos sistemas elétricos de potência. Trabalhos intensos de pesquisa foram realizados principalmente sobre os harmônicos de ordem 3, 5, 7 e 9, cujas frequências correspondem a 180, 300, 420 e 540 Hz para sistemas a 60 Hz (BOLLEN *et al.*, 2014). A razão para o interesse nessas componentes específicas é que a maior parte das emissões de distorções ocorrem nessas ordens e é também nessas frequências que ocorrem as maiores distorções de corrente.

No caso dos interharmônicos, essa nomenclatura refere-se às distorções harmônicas de frequência não múltipla da frequência fundamental. Nesse caso, a ordem  $i$  dos harmônicos não é um número inteiro e, por esse motivo, essas distorções também são chamadas de harmônicos não-inteiros. Uma subcategoria dos interharmônicos são os sub-harmônicos, os quais possuem frequência característica inferior à frequência fundamental do sistema. Nesse caso, a ordem  $i$  é inferior a 1. De maneira geral, a presença de interharmônicos nos sistemas de potência é muito baixa.

Os supra-harmônicos, ou harmônicos de alta frequência, são definidos como distorções harmônicas de qualquer frequência entre 2 e 150 kHz. Existem dois principais emissores desse tipo de distorção: os conversores de potência baseados em comutadores e os transmissores PLC, ou *power-line communication*. Os PLC são emissores de sinais eletromagnéticos que utilizam as estruturas das redes elétricas para o transporte de dados em alta frequência. A frequência utilizada varia de acordo com a aplicação, podendo variar de alguns quilohertz até centenas de mega-hertz. Por outro lado, os conversores de potência são tecnologias baseadas em dispositivos comutadores que realizam conversões na forma da potência elétrica de um sistema. Os dispositivos comutadores presentes nesses conversores são comandados seguindo lógicas de acionamento em uma frequência determinada. Destacam-se, nesse contexto, os conversores que funcionam à base de modulação por largura de pulso (PWM). Essa lógica de

comando aciona os comutadores em frequências que podem chegar a dezenas de quilohertz dependendo das aplicações.

### 2.2.2 Emissões primárias e secundárias

Os estudos sobre distorções harmônicas realizados no contexto de QEE levam em consideração os níveis de distorção no ponto de acoplamento comum (PAC) do cliente (carga ou unidade geradora) com o sistema elétrico. Nesse contexto, campanhas de medição são realizadas a fim de determinar se as distorções harmônicas estão dentro de limites estabelecidos pelos operadores do sistema elétrico. Entretanto, deve-se levar em consideração que o PAC pode apresentar distorções provenientes do cliente assim como distorções provenientes de outras fontes internas ao sistema elétrico.

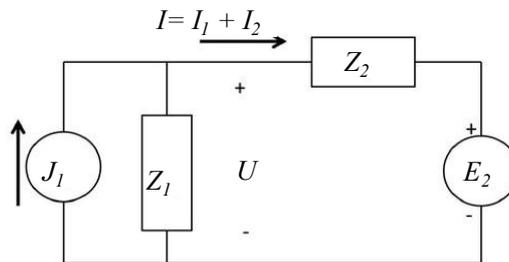
Nesse sentido, considerando o circuito da Figura 2.6, define-se que a emissão primária é a componente da emissão harmônica  $I$  nos terminais do dispositivo que é fruto de fontes internas ao dispositivo. Matematicamente para o circuito citado, as emissões primárias são determinadas por (2.5). Ademais, a emissão secundária é a componente da corrente harmônica nos terminais do dispositivo que é proveniente de fontes externas ao dispositivo, matematicamente calculada por (2.6).

$$I_1 = \frac{Z_1}{Z_1 + Z_2} \cdot J_1 \quad (2.5)$$

$$I_2 = \frac{1}{Z_1 + Z_2} \cdot E_2 \quad (2.6)$$

Onde  $I_1$  é a emissão primária,  $I_2$  é a emissão secundária, ambas em A,  $Z_1$  é a impedância do dispositivo,  $Z_2$  é a impedância do sistema elétrico, ambas em  $\Omega$ ,  $J_1$  é a emissão interna, em A, e  $E_2$  é a tensão de base do sistema, em V.

Figura 2.6 - Esquematização sobre emissões primárias e secundárias.



Fonte: Adaptado de (BOLLEN; RÖNNBERG, 2016)

### 2.2.3 Padrões de controle e indicadores

O controle das distorções harmônicas em sistemas elétricos de potência é realizado por meio de indicadores de distorção. Esses indicadores podem ser individuais, avaliando a distorção harmônica em frequências específicas, ou totais, considerando espectros de frequências. Nesse sentido, os operadores dos sistemas elétricos são os responsáveis por determinarem quais indicadores serão adotados e quais os limites aceitáveis. No Brasil, essas determinações são feitas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e são normatizadas através dos Procedimentos de Rede, Submódulo 2.8 (ONS, 2016).

Sendo assim, os indicadores utilizados para avaliar as distorções harmônicas nos sistemas de transmissão no Brasil são referentes às distorções harmônicas de tensão medidas em subestações sob responsabilidade das concessionárias de transmissão. Os indicadores utilizados são a Distorção de Tensão Harmônica Individual (DTHI) e a Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT) dadas pelas equações (2.7) e (2.8) e expressas em porcentagem da magnitude da tensão fundamental,  $V_1$ , sendo  $V_i$  a magnitude da tensão na frequência de ordem  $i$ . É importante salientar que o cálculo do DTHT considera apenas as distorções relativas às ordens de 2 a 50, ou seja, até 3 kHz no caso do sistema elétrico brasileiro.

$$DTHI = 100 \cdot \frac{V_i}{V_1} \quad (2.7)$$

$$DTHT = \sqrt{\sum_i DTHI_i^2} \quad (2.8)$$

Para fins de controle, são considerados limites para distorções individuais e totais. No caso das distorções totais, considera-se a variação de DTHT ao longo dos dias. Nesse sentido, os limites são aplicados ao indicador DTHTS95%. Para calculá-lo, considera-se o valor de DTHT que foi superado em 5% dos registros para um dia, considerando medições com intervalos de tempo de 10 minutos. Isso é realizado durante 7 dias consecutivos e o DTHTS95% corresponde ao maior valor de DTHT encontrado. Os limites impostos a esses indicadores em campanhas de medição estão sintetizados no Quadro 2.1.

No entanto, tais padrões de controle foram criados considerando harmônicos de baixa ordem e não são compatíveis com as especificidades dos supra-harmônicos. No caso específico do indicador DTHT, a maior parte do espectro de supra-harmônicos não é levado em consideração nos cálculos. Dessa forma, padrões de controle específicos para emissões em alta frequência estão sob discussão no meio acadêmico. Em (BOLLEN *et al.*, 2014), padrões de controle de supra-harmônicos são propostos.

Quadro 2.1 – Limites globais para os indicadores DTHI e DTHTS95%.

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3, 5, 7	5%	-	-	3, 5, 7	2%	-	-
-	-	2, 4, 6	2%	-	-	2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%	-	-	9, 11, 13	1,5%	-	-
-	-	≥8	1%	-	-	≥8	0,5%
15 a 25	2%	-	-	15 a 25	1%	-	-
≥27	1%	-	-	≥27	0,5%	-	-
DTHT95%=6%				DTHT95%=3%			

Fonte: (ONS, 2016)

### 3 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

Esta seção detalha a metodologia de modelagem e de simulação dos sistemas de transmissão e de geração de energia eólica utilizados neste trabalho. O objetivo é de propor uma metodologia de modelagem e de simulação desses sistemas de forma a possibilitar os estudos das distorções harmônicas em alta frequência.

#### 3.1 Modelagem de sistemas de transmissão

Os sistemas de transmissão são compostos de diversos equipamentos em diversos níveis de tensão. Neste trabalho, apenas equipamentos da rede básica do SIN são modelados. São considerados equipamentos de tensão nominal igual a 230 kV, tais como as linhas de transmissão, barramentos, transformadores, unidades geradoras hídricas e térmicas, bancos de capacitores além de parques eólicos.

##### 3.1.1 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão utilizadas neste trabalho são modeladas através de parâmetros distribuídos. A base do modelo são seções elementares de comprimento infinitesimal para as quais parâmetros de impedância série ( $z$ ) e de admitância shunt ( $y$ ) por unidade de comprimento são associados, como mostra a Figura 3.1. A equação matricial que relaciona os terminais de entrada e remoto desse modelo é dada por (3.1).

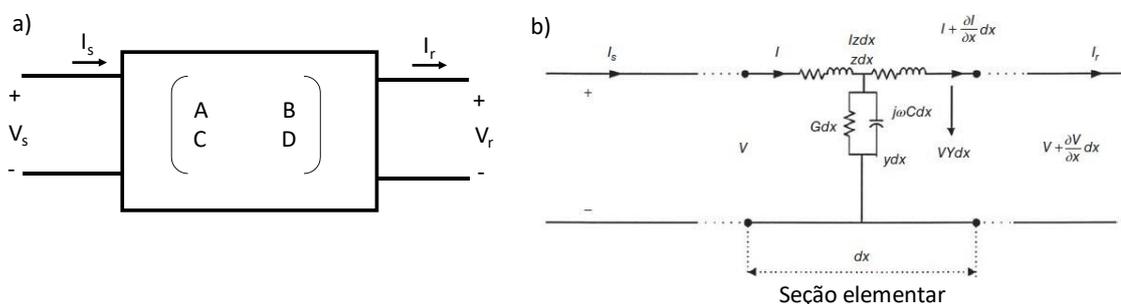
$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \gamma l & Z_0 \sinh \gamma l \\ \frac{1}{Z_0} \sinh \gamma l & \cosh \gamma l \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Onde  $Z_0$  é a impedância característica da linha em ohm e dada por (3.2),  $\gamma$  é a constante de propagação em  $m^{-1}$  e dada por (3.3), e  $l$  é o comprimento total da linha de transmissão em m.

$$Z_0 = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad (3.2)$$

$$\gamma = \sqrt{zy} \quad (3.3)$$

Figura 3.1 – (a) Esquemática geral de uma linha de transmissão. (b) Modelo de linha de transmissão com parâmetros distribuídos.

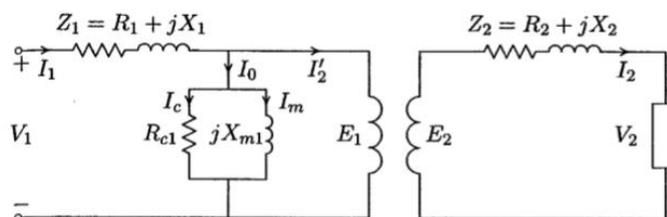


Fonte: Adaptado de (DAS, 2015).

### 3.1.2 Transformadores

São considerados modelos lineares de transformadores trifásicos compostos de três transformadores monofásicos. O circuito equivalente de um transformador monofásico é esquematizado na Figura 3.2. Esse circuito considera as impedâncias dos enrolamentos primário ( $Z_1$ ) e secundário ( $Z_2$ ). A relação entre as tensões nos enrolamentos do transformador é dada por (3.4). Além disso os elementos em paralelo modelam as imperfeições de um transformador não ideal. Nesse caso, o parâmetro  $R_{c1}$  representa as perdas por correntes parasitas e histereses no núcleo do transformador enquanto a  $jX_{m1}$  representa a reatância magnetizante e está relacionada à corrente de excitação do transformador e  $\frac{N_1}{N_2}$  é a razão de transformação do transformador. Além disso, esse modelo não considera as características não-lineares de saturação magnética desses equipamentos.

Figura 3.2 – Circuito equivalente de um transformador linear monofásico.



Fonte: (SAADAT, 1999)

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{I_2}{I_2'} = \frac{N_1}{N_2} \quad (3.4)$$

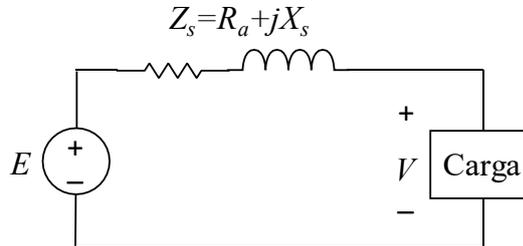
### 3.1.3 Unidades geradoras térmicas e hídricas

Para simulações em regime permanente, as unidades geradoras são representadas por um circuito equivalente esquematizado na Figura 3.3. Esse modelo é baseado na equação (3.5), onde  $X_s$  é a reatância síncrona do gerador. Nesse caso, a reatância síncrona é normalmente considerada como constante e igual ao valor saturado de reatância síncrona. A resistência  $R_a$  é normalmente muito menor que a reatância síncrona e pode ser desconsiderada.

Tal modelo é utilizado como uma aproximação de centrais termelétricas e hidrelétricas dentro do sistema de transmissão. Nesse sentido, esses modelos representam uma grande simplificação no sistema tendo como objetivo único a manutenção das características de fluxo de potência e de impedância dentro do sistema estudado. Ademais, esse modelo apresentado não é utilizado na representação dos geradores eólicos, os quais são detalhados na seção 3.2.1.

$$E = V + (R_a + jX_s)I_a$$

Figura 3.3 – Modelo simplificado de um gerador conectado a uma carga.



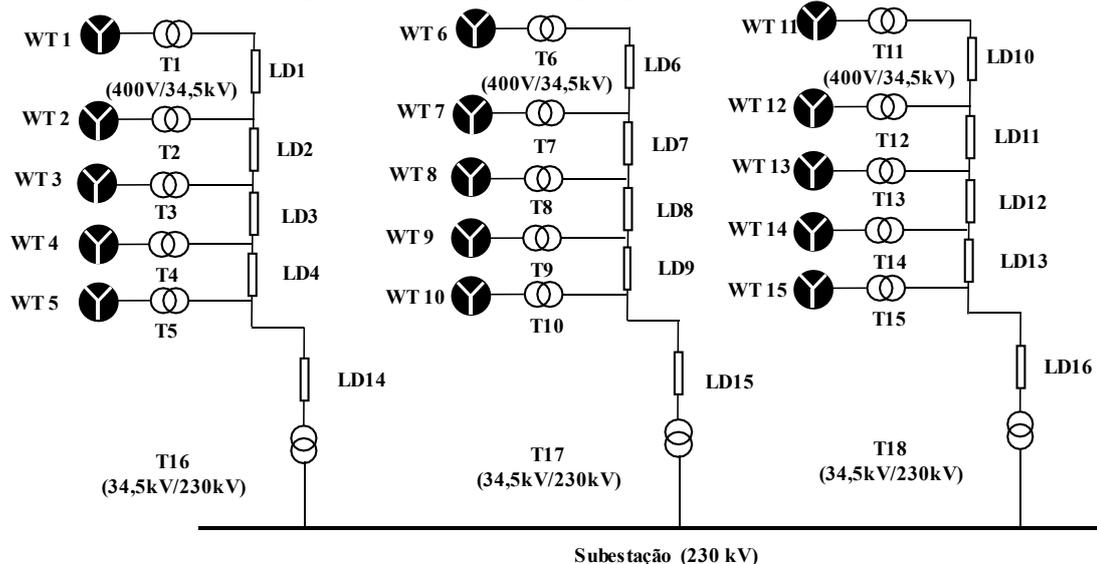
Fonte: Adaptado de (SAADAT, 1999)

### 3.2 Modelagem de unidades geradoras eólicas

Os aerogeradores considerados neste trabalho são modelados considerando parâmetros eletromagnéticos, dispositivos comutadores e seus respectivos sistemas de controle. Essa metodologia de modelagem permite a simulação da emissão de supra-harmônicos pelos efeitos diretos das comutações nas cadeias de conversão de energia elétrica dentro dos aerogeradores. Ademais, é possível observar as interações entre diferentes aerogeradores representados seguindo essa modelagem.

De modo geral, as instalações de aerogeradores seguem uma topologia base a qual consiste em aerogeradores alinhados e conectados a um sistema coletor radial como exemplificado na Figura 3.4. Nesse sentido, cada aerogerador possui equipamentos auxiliares individuais, como filtros e transformadores, além de uma cadeia de conversão de energia elétrica baseada em dispositivos semicondutores. No entanto, a simulação de comutações em programas de simulação eletromagnética dinâmica exige um grande esforço computacional. A fim de reduzir a complexidade dos modelos e o tempo de simulação, um método de agregação de aerogeradores é proposto. Esse método permite a redução da rede coletora e faz uso de modelos que agregam vários aerogeradores de forma a utilizarem uma única cadeia de conversão de energia. A redução do número de elementos comutadores na simulação reduz substancialmente a complexidade do modelo.

Figura 3.4 – Exemplo de topologia de um complexo eólico.

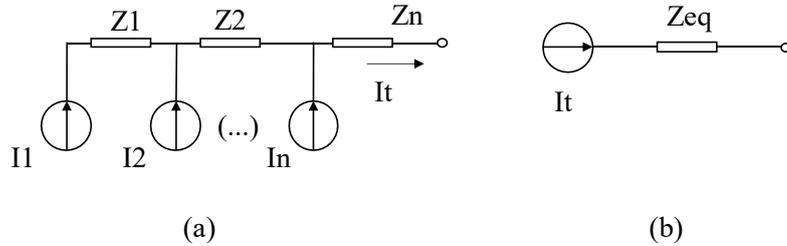


Fonte: AUTOR.

Sendo um parque eólico de  $n$  aerogeradores conectados a uma subestação por um transformador, e cada aerogerador injetando uma corrente elétrica  $I$  segundo a Figura 3.5(a), e um circuito equivalente com apenas um aerogerador e uma linha de distribuição equivalente como mostrado na Figura 3.5(b).

Considerando que as correntes injetadas são idênticas, as perdas nos circuitos mostrados em (a) e (b) podem ser calculadas por (3.6) e (3.7) respectivamente. Os dois circuitos são considerados equivalentes se as perdas para os dois casos forem equivalentes. Nesse sentido, a impedância equivalente da rede coletora pode ser calculada por (3.8). Utilizando esse método de simplificação, o complexo eólico da Figura 3.4 poder ser representado segundo a Figura 3.6.

Figura 3.5 – Esquemática de um circuito interno de um complexo eólico (a) antes de simplificações e (b) após simplificações.



Fonte: AUTOR.

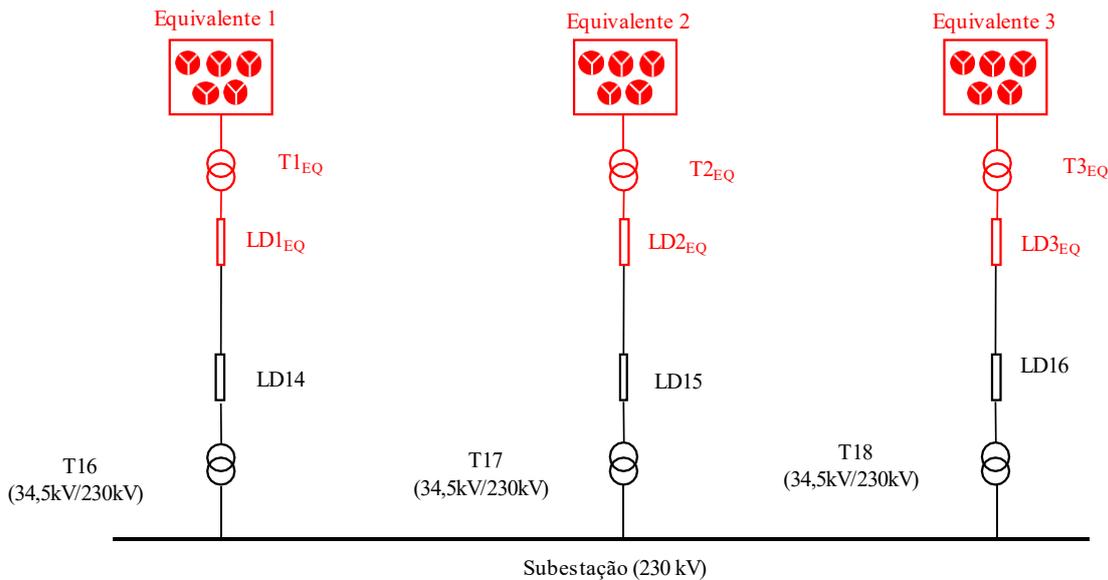
$$S_{perdas,(a)} = I^2 \sum_{k=1}^n k^2 Z_k \quad (3.6)$$

$$S_{perdas,(b)} = It^2 Z_{eq} \quad (3.7)$$

$$Z_{eq} = \frac{\sum_{k=1}^n k^2 Z_k}{n^2} \quad (3.8)$$

Onde  $I$  é a corrente injetada por um aerogerador, em A,  $It$  é a corrente total injetada pelo parque eólico, em A,  $Z_k$  é a impedância da linha  $k$  e  $Z_{eq}$  é a impedância equivalente das linhas do sistema coletor, ambas em  $\Omega$ .

Figura 3.6 – Topologia de complexo eólico utilizando modelos equivalentes.



Fonte: AUTOR.

### 3.2.1 Aerogeradores equivalentes

Cada aerogerador é modelado como um modelo equivalente baseado nos trabalhos realizados em (GAGNON *et al.*, 2010) e é composto de um gerador síncrono, uma cadeia de conversores de potência,

filtros, transformadores e um sistema de controle equivalente. Nesta seção, são apresentadas as principais características de cada um desses subsistemas.

a) Geradores: Modelos eletromecânicos dinâmicos.

A fim de construir um modelo que simule as comutações nos conversores de potência de um aerogerador, é necessário o uso de modelos de geradores mais complexos que aqueles demonstrados na seção 3.1.3. Isso porque as variáveis eletromagnéticas dos geradores, principalmente referente ao torque eletromagnético, são variáveis importantes nas cadeias de controle dos conversores e por isso devem ser modeladas com maior detalhamento. Nesse sentido, os geradores são modelados com base na equação de *Swing* (3.9),

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e \quad (3.9)$$

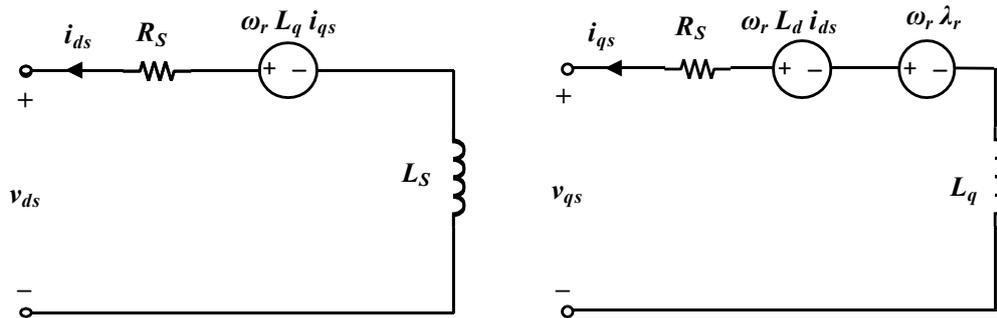
onde  $J$  é o momento de inércia da massa girante incluindo um fator de perdas por atrito, em  $\text{kg} \times \text{m}^2$ ;  $\omega_r$  é a velocidade angular do rotor, em  $\text{rad/s}$ ;  $T_m$  é o torque mecânico no eixo do rotor e  $T_e$  é o torque elétrico aplicado pela unidade geradora ambos em  $\text{Nm}$ .

Nesse contexto, o torque mecânico é modelado baseado em um modelo base de turbina eólica. Esse modelo leva em consideração características técnicas de uma turbina eólica e da velocidade do vento. Como o objetivo desse trabalho é avaliar a inserção de harmônicos em regime permanente, a velocidade do vento é considerada constante e igual à velocidade nominal da turbina. Nessas condições, o torque mecânico é considerado constante e totalmente dependente da velocidade de vento.

No caso do torque elétrico, ele é dado por um modelo dinâmico de gerador trifásico. A fim de simplificar o equacionamento matemático, o gerador é modelado no sistema de referência síncrono ou eixo  $dq$ . As grandezas trifásicas são representadas em um sistema de referência de dois eixos (eixo direto e em quadratura). O sistema de referência é dinâmico e rotaciona na velocidade angular síncrona do rotor do gerador. Por esse motivo, esse sistema de referência é comumente chamado de sistema de referência do rotor. As transformações lineares necessárias para representar grandezas trifásicas no sistema de referência síncrono são as transformações de Clarke e de Park, as quais estão detalhadas no APÊNDICE A.

A Figura 3.7 mostra os circuitos equivalente de um gerador síncrono cujas equações de derivação são dadas por (3.10) e (3.11). No caso de uma máquina síncrona a ímãs permanentes, o fluxo do rotor é constante e dado pelas características dos ímãs instalados. Nesse caso, o torque elétrico que o gerador aplica sobre o eixo do rotor é dado pela equação (3.12).

Figura 3.7 – Circuitos equivalentes de um gerador síncrono modelado nos eixos  $dq$ .



(a) Circuito equivalente no eixo direto.

(b) Circuito equivalente no eixo em quadratura.

Fonte: Adaptado de (WU, 2011).

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_r L_q i_{qs} - L_d \frac{di_{ds}}{dt} \quad (3.10)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_r L_d i_{ds} + \omega_r \lambda_r - L_q \frac{di_{qs}}{dt} \quad (3.11)$$

$$T_e = \frac{3P}{2} [\lambda_r i_{qs} - (L_d - L_q) i_{ds} i_{qs}] \quad (3.12)$$

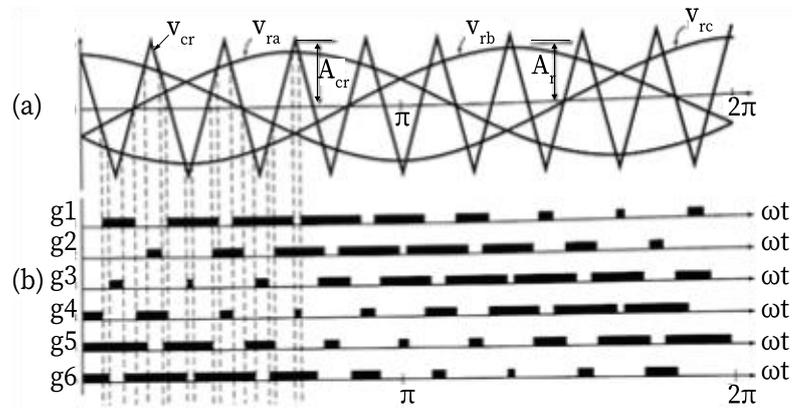
Onde  $v_{ds}$  e  $v_{qs}$  são as tensões nos eixos  $dq$  nos terminais da máquina síncrona, em V;  $i_{ds}$  e  $i_{qs}$  são as correntes nos eixos  $dq$  nos terminais da máquina síncrona, em A;  $L_d$  e  $L_q$  são as indutâncias próprias do estator nos eixos  $dq$ , em H;  $\lambda_r$  é o fluxo do rotor, em Wb;  $\omega_r$  é a velocidade angular de rotação do rotor, em rad/s; e  $P$  é o número de par de polos da máquina.

b) Conversores de potência e filtros

Os dispositivos semicondutores nos conversores de potência são considerados ideais. Ademais, o principal elemento a ser modelado é a modulação dos inversores de potência para a síntese de uma tensão senoidal em sincronismo com a rede.

Neste trabalho, a modulação considerada é a PWM senoidal. Nesse tipo de modulação, três sinais senoidais de referência são comparados a uma onda triangular chamada de onda portadora, o que é mostrado na Figura 3.8 (a). A onda portadora tem amplitude de  $A_{cr}$  e é representada por  $V_{cr}$ . Cada sinal de referência é responsável por comandar um par de transistores complementares. Esses sinais têm amplitude de  $A_r$  e são representados na Figura 3.8 por  $V_{ra}$ ,  $V_{rb}$  e  $V_{rc}$ . Na Figura 3.8 (b), os retângulos escuros representam os momentos em que cada um dos transistores está ativado. A comutação é realizada quando a onda portadora cruza os sinais de referência.

Figura 3.8 – (a) Sinais de referência e onda portadora em modulação PWM senoidal; (b) sinais de comando na porta de cada um dos transistores.



Fonte: Adaptado de (RASHID, 2014).

Nesse sentido, a onda portadora define a frequência de comutação dos transistores. A frequência de comutação pode ser expressa em termos da frequência normalizada  $m_f$ , dada por (3.13),

$$m_f = \frac{f_{portadora}}{f_{referência}} \quad (3.13)$$

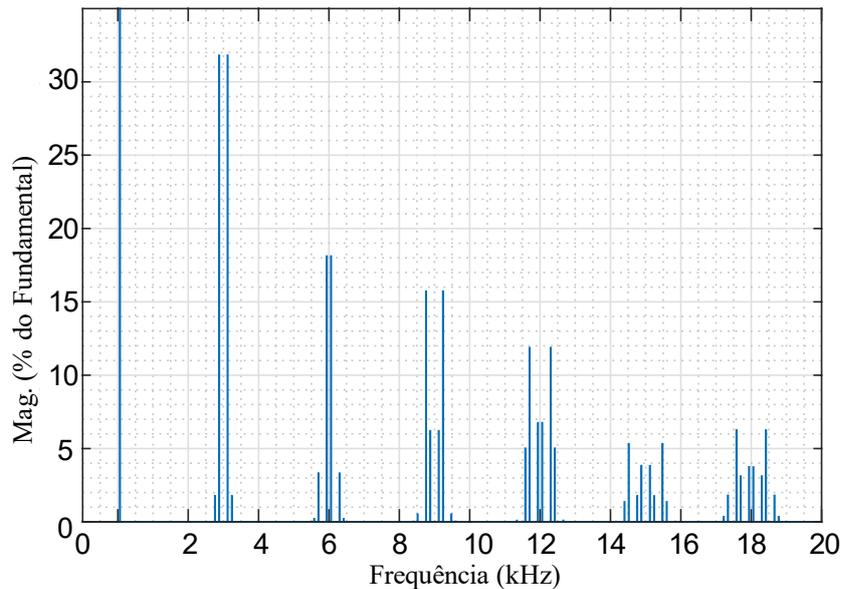
onde  $f_{portadora}$  é a frequência da onda triangular portadora e  $f_{referência}$  é a frequência das ondas senoidais de referência, ambas em Hertz.

Nesse contexto, a saída elétrica do inversor para a rede é um sinal com forte componente senoidal na frequência de referência, mas com diversas distorções relacionadas à frequência de comutação dos transistores. Os supra-harmônicos gerados por esse tipo de modulação são distribuídos simetricamente em torno dos múltiplos inteiros da frequência da onda portadora, como é mostrado na Figura 3.9. As ordens harmônicas dessas distorções são dadas por (3.14),

$$n = jm_f \mp k \quad (3.14)$$

onde  $j = 1, 3, 5, \dots$  para  $k = 2, 4, 6, \dots$  e  $j = 2, 4, \dots$  para  $k = 1, 5, 7, \dots$ ,  $n$  sendo não múltiplo de 3.

Figura 3.9 – FFT da tensão de saída de um inversor PWM com frequência de comutação de 3 kHz.



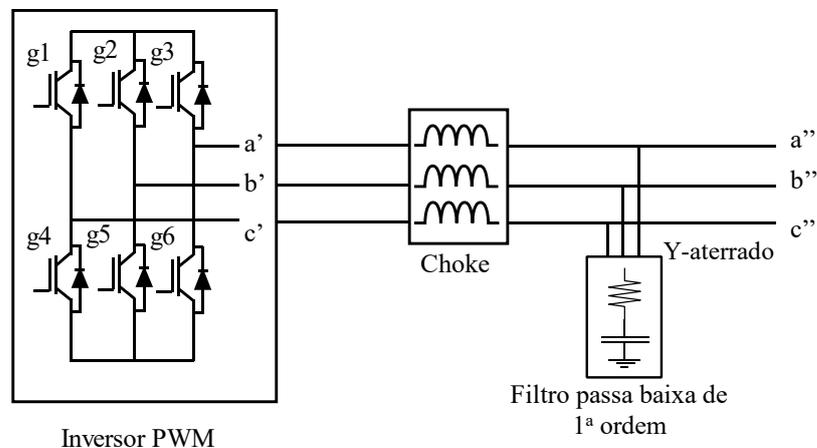
Fonte: AUTOR.

No entanto, o espectro mostrado na Figura 3.9 não considera nenhum tipo de filtragem na saída de um inversor de potência. Em inversores comerciais, normalmente são instalados filtros passivos com o objetivo de aproximar a tensão de saída a uma onda senoidal pura. Neste trabalho, dois tipos de filtros passivos são considerados: filtros do tipo *choke* e filtros passa-baixa. A configuração desses filtros está esquematizada na Figura 3.10.

Os filtros do tipo *choke* são indutores conectados em série na saída dos inversores e geralmente com impedância de 3% (DAS, 2015). No caso dos filtros passa-baixa, esse trabalho considera filtros de primeira ordem, os quais são compostos de um circuito RC conectado em paralelo na saída dos inversores. Esses filtros têm como objetivo a filtragem dos harmônicos de alta frequência e podem ser caracterizados pelo fator de qualidade  $Q$ , dado por (3.15), onde  $X_0$  é a reatância do capacitor na frequência nominal e  $R$  é a resistência.

$$Q = \frac{X_0}{R} \quad (3.15)$$

Figura 3.10 – Disposição dos filtros do tipo *choke* e passa-baixa na saída dos inversores.



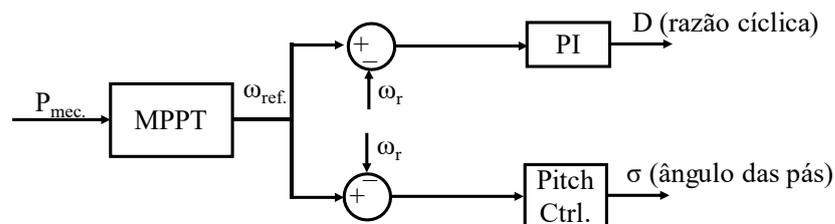
Fonte: AUTOR.

## c) Sistema de controle

Aerogeradores reais apresentam sistemas de controle individuais. No entanto, os modelos utilizados neste trabalho não têm como objetivo a representação de um único aerogerador. Dessa maneira, um sistema de controle equivalente se faz necessário. Os modelos utilizados foram expostos em (GAGNON *et al.*, 2010) com base nos trabalhos realizados em (MILLER *et al.*, 2003). Considerando a cadeia de conversores utilizada neste trabalho, o sistema de controle utilizado pode ser dividido em duas partes: sistema de controle do rotor e sistema de controle da rede.

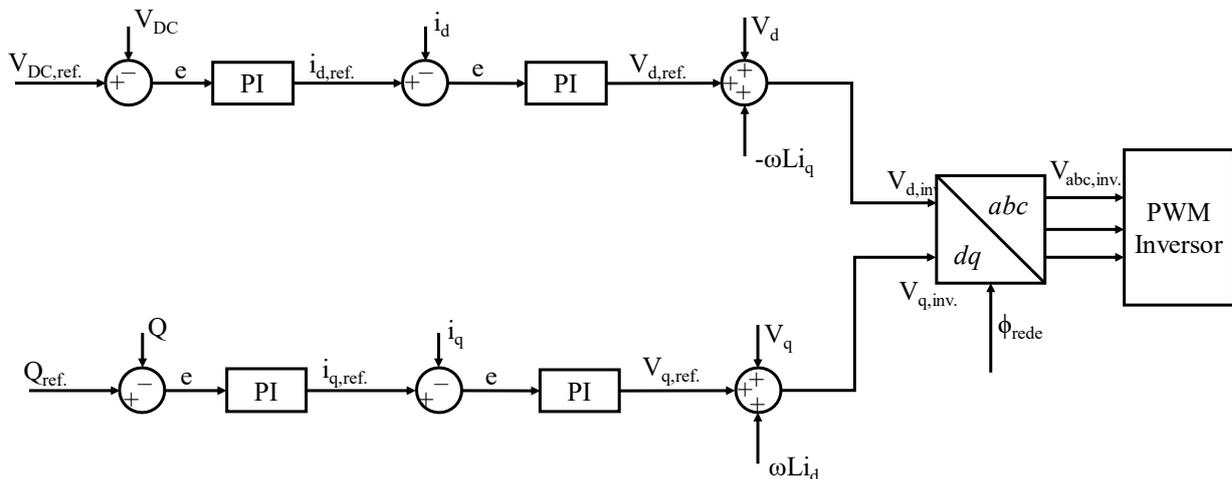
O sistema de controle do rotor está ligado ao controle da potência ativa nos terminais do gerador levando em consideração algoritmos de MPPT como mostra a Figura 3.11. Esse controle é feito pelo controle da tensão nos terminais da máquina síncrona através da variação da razão cíclica do conversor *boost*. O controle da tensão nos terminais da máquina altera o torque elétrico no rotor através do campo magnético do estator, fazendo com que a velocidade de rotação da máquina seja alterada. Nesse sentido, o controle usa como referência a velocidade de rotação da máquina para a qual a potência extraída do vento em função de sua velocidade seja máxima. Esse controle atua paralelamente ao controle do torque mecânico pelo controle do ângulo de ataque das pás, também conhecido como Controle *Pitch*. Nesse sentido, a variável a ser controlada é a velocidade de rotação do rotor e os comandos dos controladores são a razão cíclica  $D$  do conversor *boost* e o ângulo de ataque das pás do rotor  $\sigma$ . Neste estudo, como a velocidade do vento não é superior à velocidade nominal, o controle *Pitch* não é utilizado.

Figura 3.11 – Esquemática do controle do lado do rotor de um aerogerador do tipo IV.



Fonte: AUTOR.

Figura 3.12 – Esquemática do sistema de controle de um aerogerador com inversor ligado à rede.



Fonte: AUTOR.

No caso do sistema de controle do lado da rede, as variáveis a serem controladas são a tensão no link CC dos conversores e a potência reativa injetada na rede. A fim de tornar o controle mais simples, esse sistema é concebido para controlar variáveis no sistema de referência síncrono, ou eixos  $dq$ . Dessa forma, as tensões e correntes do lado da rede tornando-se variáveis CC, possibilitando o uso de controladores do tipo proporcional integral (PI). Esses controladores são relativamente simples e proporcionam erro nulo em regime estacionário. O sistema de controle da rede é composto por duas malhas de controle em paralelo as quais possuem dois controladores em cascata, indicando que o controle das variáveis é indireto, como é mostrado na Figura 3.12. Sendo assim, o controle da tensão no link CC

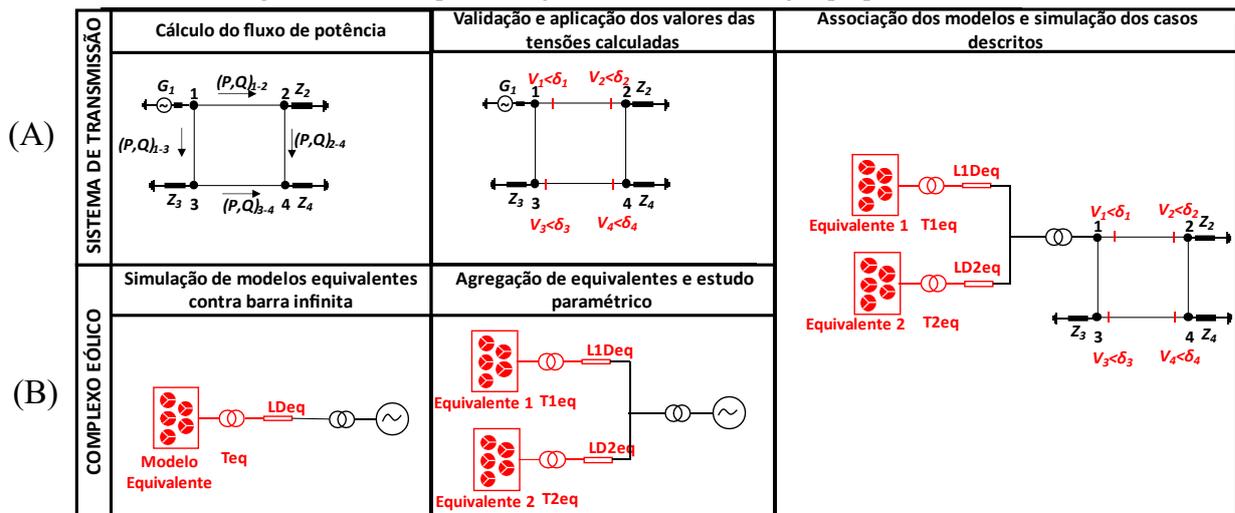
dos conversores está ligado ao controle da corrente no eixo direto enquanto o controle da potência reativa está ligado ao controle da corrente no eixo em quadratura. O controle de cada uma dessas variáveis resulta em sinais de comando correspondentes às componentes da tensão do lado da rede do inversor. Como as tensões estão expressas no sistema de referência síncrono, a transformação inversa de Park é aplicada a fim de gerar os sinais de fase de referência para a modulação PWM dos inversores.

### 3.3 Simulação e análise

A metodologia de simulação realizada neste trabalho está esquematizada na Figura 3.13 e é realizada seguindo dois fluxos de simulação distintos (A e B). Ambos fluxos de simulação são executados pela plataforma MATLAB Simulink®. Primeiramente, o fluxo de potência no sistema de transmissão é calculado considerando modelos lineares. Nesse sentido, os parques eólicos são aproximados pelos modelos de geradores descritos na seção 3.1. Sendo assim, o método de Newton-Raphson para resolução de conjuntos de equações não lineares é empregado. O fluxo de potência é validado pela simulação em paralelo do sistema de interesse com o auxílio do software Powerworld®. Os principais resultados dessa etapa são os módulos e ângulos das tensões em cada um dos pontos do sistema de transmissão e os valores de referência para os sistemas de controle dos aerogeradores.

Paralelamente, os modelos equivalentes dos parques eólicos são testados contra uma barra infinita afim de garantir a sua convergência. As simulações são realizadas com um único modelo equivalente e, posteriormente, com o aumento gradativo do número de modelos equivalentes de aerogeradores. O principal resultado esperado nessa etapa é a identificação das possíveis interferências ocasionadas pela simulação simultânea de diversos aerogeradores equivalentes.

Figura 3.13 – Esquemática do fluxo de simulação proposto neste trabalho.



Fonte: AUTOR.

Averiguada a convergência das simulações com o número de modelos equivalentes desejado, o modelo do complexo eólico é integrado ao modelo de sistema de transmissão. O módulo e o ângulo das tensões resultantes do fluxo de potência são aplicados às barras do sistema. Além disso, os valores de referência para os sistemas de controle são aplicados. O valor de referência da potência reativa suprida pelos aerogeradores é resultado direto do cálculo do fluxo de potência, enquanto o valor de referência do link CC dos conversores é um parâmetro que depende da tensão de saída dos aerogeradores.

Uma vez o modelo parametrizado, uma simulação eletromagnética dinâmica é realizada. O solver utilizado é um solver de estados discretos com passo fixo. O passo de integração deve ser suficientemente pequeno para que as simulações das comutações sejam possíveis. Nesse sentido, considera-se um passo de integração fixo de 2  $\mu$ s. Os resultados desta etapa de simulação são as formas de onda das tensões e correntes em todos os pontos do sistema. Para uma análise no domínio frequência dos resultados, são aplicados algoritmos de transformada rápida de Fourier, mais conhecida na literatura como *fast Fourier transform* (FFT).

Nesse contexto, são calculados indicadores de distorção harmônica a fim de analisar os resultados. Como as emissões de supra-harmônicos por parte de aerogeradores são distribuídas em torno da frequência de comutação dos inversores, os indicadores comumente citados na literatura e apresentados na seção 2.2 não são diretamente aplicáveis. Sendo assim, indicadores de análise de supra-harmônicos são propostos.

Em relação aos indicadores individuais, as distorções de tensão em torno de cada múltiplo inteiro da frequência de comutação são agrupadas em um único indicador equivalente. Os supra-harmônicos são expressos em função da Distorção Harmônica Equivalente (DHE), dada por,

$$DHE_j = \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^N V_n^2}}{V_1} \quad (3.16)$$

onde  $DHE_j$  é a distorção harmônica equivalente em torno do múltiplo inteiro  $j$  da frequência de comutação dos inversores considerando os supra-harmônicos  $V_n$  cujas ordens  $n$  são dadas pela equação (3.14).

Ademais, o indicador de Distorção Supra-Harmônica Total (DSHT) é calculado para cada uma das subestações. Esse indicador sintetiza as distorções equivalentes em frequências superiores a 2 kHz. O DSHT é dado por,

$$DSHT = \sqrt{\sum_{j=1}^{jmax} DHE_j^2} \quad (3.17)$$

onde  $jmax$  é a mais alta ordem de supra-harmônicos considerada nos algoritmos de FFT. Todas as análises realizadas neste trabalho consideram  $jmax$  igual a 20 kHz.

A propagação dos supra-harmônicos é levada em consideração por meio de um índice proposto neste trabalho. Trata-se do Índice de Propagação de Supra-Harmônicos (IPSH), dado por,

$$IPSH = \frac{DSHT_i}{DSHT_{PAC}} \quad (3.18)$$

onde  $DSHT_i$  é a distorção supra-harmônica total na subestação  $i$  e  $DSHT_{PAC}$  é a distorção supra-harmônica total no ponto de acoplamento comum dos parques eólicos com o sistema de transmissão.

#### 4 CASO DE ESTUDO

A fim de aplicar as metodologias de modelagem e de simulação apresentadas, um estudo de caso baseado no subsistema de transmissão da região oeste do Rio Grande do Sul é realizado. O sistema modelado está exposto na Figura 4.1. Esse sistema possui geração de energia termelétrica, hidrelétrica e eólica, além de atender uma parcela importante dos consumidores de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul.

Os dados de carga, geração, dados específicos das linhas de transmissão e de equipamentos auxiliares são obtidos por meio do Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do Sistema Interligado Nacional, realizado pelo ONS (ONS, 2019). É importante ressaltar que esse estudo não tem como objetivo representar o comportamento real do sistema de transmissão do Rio Grande do Sul, uma vez que diversas simplificações foram realizadas. De qualquer maneira, análises quantitativas com base nos modelos apresentados são possíveis.

A fim de determinar um cenário de carga, um perfil de carga é estimado com base na potência nominal dos transformadores que conectam o sistema de transmissão aos sistemas de distribuição. Nesse contexto, considera-se que a carga representa 70% da potência nominal desses transformadores e que as cargas possuem fator de potência de 0,95 indutivo e constante.

A conexão dos parques eólicos na subestação de Cerro Chato, representada na Figura 4.1 pela barra 16, é o foco deste trabalho. Nesse local a potência instalada de aerogeradores é de 163,5 MW distribuída em 12 parques eólicos diferentes segundo o último levantamento realizado no estado do Rio Grande do Sul (CAMARGO-SCHUBERT, 2014). Para fins de estudo, apenas 3 parques eólicos são considerados. Cada parque considerado possui 15 aerogeradores do tipo Wobben E-82 cujos parâmetros

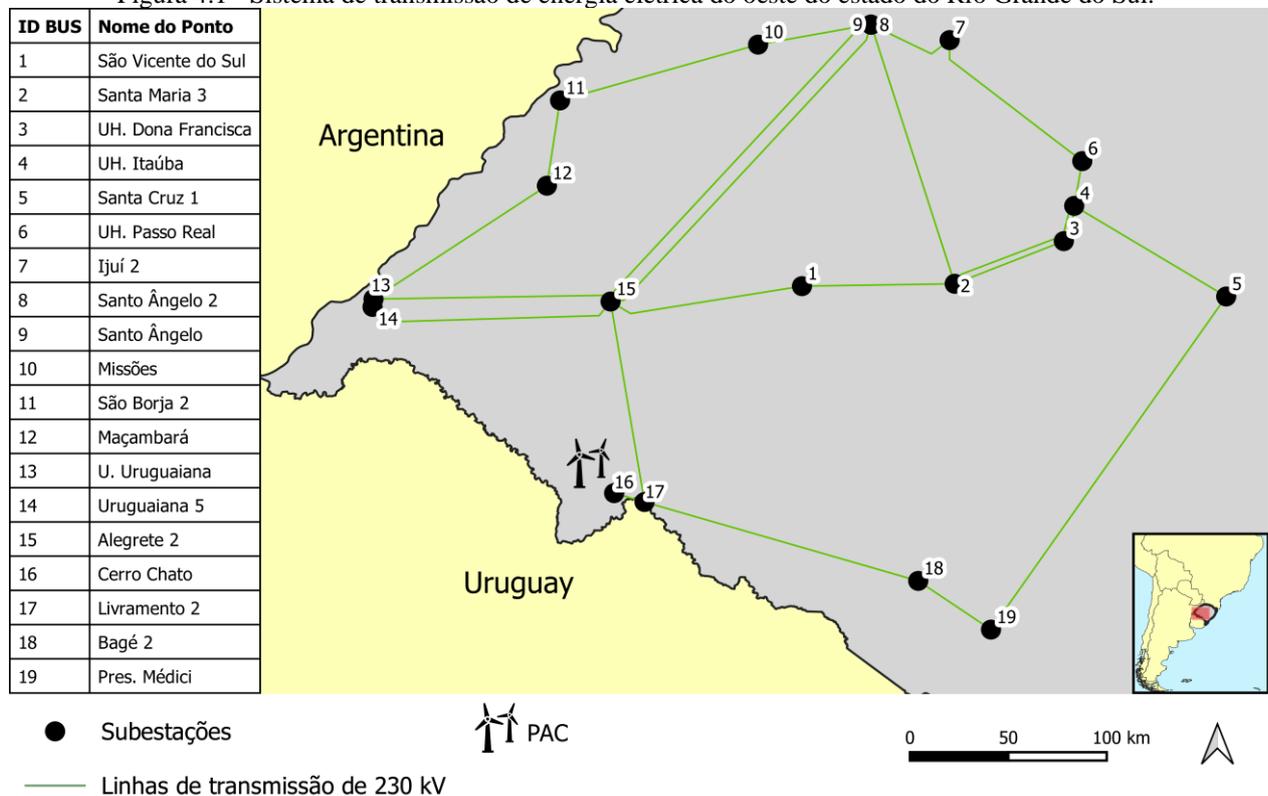
operacionais estão expostos na Tabela 4.1. Esses parques representam 90 MW de potência instalada e cada um possui uma rede coletora independente, conectadas individualmente à subestação Cerro Chato por meio de transformadores de tensão nominal 230/34,5 kV e de potência nominal de 35 MVA. Os transformadores de baixa tensão dos aerogeradores têm ligação delta/estrela aterrado, enquanto os transformadores de alta tensão têm ligação estrela aterrado/delta.

Tabela 4.1 - Parâmetros operacionais dos aerogeradores Wobben E-82.

<i>Parâmetro</i>	<i>Valor nominal</i>
Tensão (kV)	0,4
Potência (MVA)	2,3
Potência ativa (MW)	2,0
Limites do Fator de Potência	0,88 IND./CAPA.
Velocidade do vento (m/s)	12
Frequência de Comutação PWM Inversores (kHz)	3
Frequência de Comutação <i>Boost</i> (kHz)	2

Fonte: AUTOR.

Figura 4.1 - Sistema de transmissão de energia elétrica do oeste do estado do Rio Grande do Sul.



Fonte: AUTOR.

## 5 RESULTADOS

Em um primeiro momento, o fluxo de potência dentro do sistema de transmissão a ser estudado é calculado através do método de Newton Raphson e converge depois de 5 iterações. Os resultados dos módulos e dos ângulos das tensões em cada um dos pontos do sistema de transmissão estão sintetizados no Tabela 5.1. Ademais, o fluxo de potência determina que, para as condições determinadas na seção 4, os parques eólicos devem operar com um fator de potência capacitivo de 0,88, o que corresponde a uma injeção de 48,59 Mvar pelos três parques eólicos juntos.

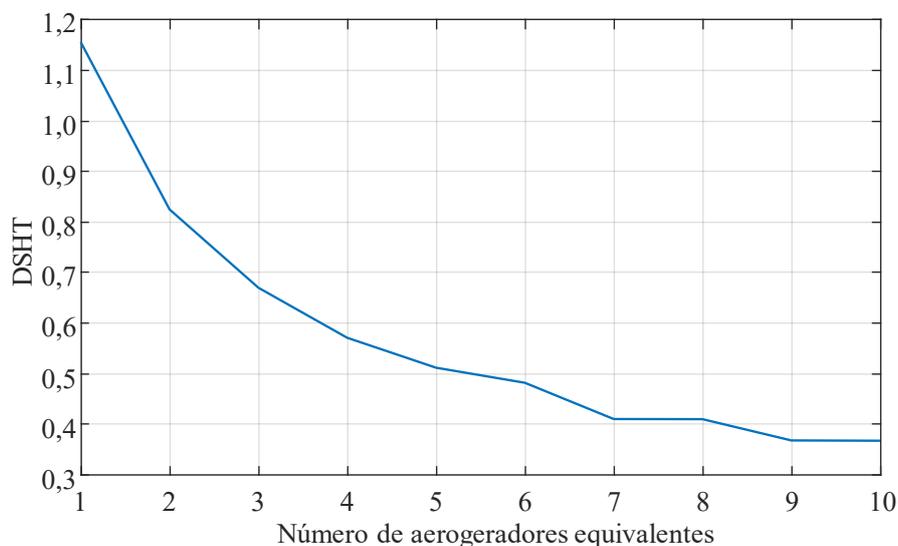
Tabela 5.1 – Resultados das tensões e potências ativas e reativas injetadas em cada subestação.

ID	Tensão na subestação		Carga		Geração	
	Módulo (pu)	Ângulo (deg.)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	0,936	-6,44	99,75	32,79		
2	1,000	5,39	165,59	54,43	180,00	145,01
3	1,000	11,45	0,00	0,00	125,00	-20,67
4	1,000	12,73	0,00	0,00	500,00	-28,04
5	0,931	0,24	232,08	46,28	0,00	0,00
6	1,000	10,65	99,75	32,79	158,00	73,12
7	0,951	0,20	110,39	36,28	0,00	0,00
8	0,958	-1,61	110,39	36,28	0,00	0,00
(Slack) 9	1,000	0,00	0,00	0,00	185,57	36,68
10	1,000	-3,63	0,00	0,00	77,00	45,57
11	0,938	-13,66	99,75	32,79	0,00	0,00
12	0,936	-15,56	165,58	24,43	0,00	0,00
13	0,931	-18,24	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,929	-18,61	165,58	24,43	0,00	0,00
15	0,936	-14,90	110,39	36,28	0,00	0,00
<b>(PAC) 16</b>	<b>0,996</b>	<b>-4,79</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>90,00</b>	<b>48,59</b>
17	0,980	-5,92	66,50	21,86	0,00	0,00
18	0,976	3,10	99,75	32,79	0,00	0,00
19	1,000	8,79	76,48	25,14	350,00	46,20
TOTAL	-	-	1601,98	436,55	1665,57	346,45

Fonte: AUTOR.

Em relação à simulação do parque eólico, é realizada a análise da modelagem do parque eólico contra uma barra infinita de tensão nominal de 230 kV. O objetivo é averiguar a convergência e a pertinência dos modelos utilizados. A fim de avaliar o impacto da agregação de aerogeradores em modelos equivalentes, uma análise paramétrica considerando o aumento gradativo no número de modelos equivalentes é realizada. O indicador DSHT é avaliado no ponto de conexão dos parques eólicos interno aos parques. A Figura 5.1 ilustra a variação de DSHT em função do número de aerogeradores equivalentes considerado. É possível observar que menores estratificações na modelagem dos parques eólicos acarretam resultados superestimados das emissões de supra-harmônicos. Ademais, é possível observar que a partir de 7 aerogeradores, o padrão de emissão de supra-harmônicos pouco varia em função do número de modelos equivalentes de aerogeradores considerados.

Figura 5.1 - Variação do DSHT em estudo paramétrico considerando o aumento de número de modelos de aerogeradores equivalentes contra uma barra infinita de 230 kV.

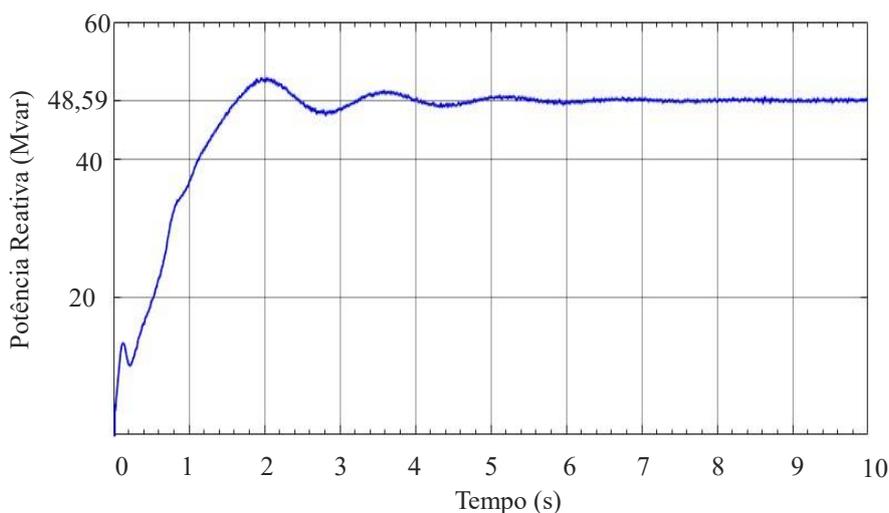


Fonte: AUTOR.

Avaliada a convergência dos modelos contra uma barra infinita, a simulação do caso de estudo é possível. Apesar dos resultados anteriores mostrarem que maiores estratificações no modelo resultam em resultados mais próximos à realidade, o caso de estudos conta com 45 aerogeradores e a sua modelagem pode se tornar muito complexa. A fim de manter uma estratificação razoável e de não aumentar demasiadamente a complexidade do modelo, são considerados três aerogeradores equivalentes. Cada equivalente representa um parque eólico composto por 15 aerogeradores.

Uma vez que os parques eólicos estão modelados e que as tensões estão aplicadas dentro do sistema de transmissão considerado, é realizada a associação dos modelos de parques eólicos e do sistema de transmissão visando à realização de uma simulação eletromagnética dinâmica. Nesse sentido, a convergência é alcançada quando o valor de potência reativa injetada pelos parques eólicos converge ao valor de referência calculado pelo fluxo de potência. Isso ocorre após 10 segundos de simulação como mostra a Figura 5.2.

Figura 5.2 - Convergência dos modelos de aerogeradores em simulação dinâmica do caso de estudo.



Fonte: AUTOR.

A FFT da tensão no PAC é realizada a fim identificar os padrões de emissões de supra-harmônicos, o que pode ser observado na Figura 5.3. Comparando esses resultados com o espectro de emissão mostrado na Figura 3.9, fica claro que a emissão de supra-harmônicos por parte dos parques

eólicos é estritamente ligada ao padrão de emissões dos inversores de potência que conectam os aerogeradores à rede. É possível observar que as maiores magnitudes estão relacionadas à frequência de comutação dos inversores (3 kHz), havendo uma diminuição da magnitude dos supra-harmônicos com o aumento da frequência. Esse comportamento é esperado uma vez que foram considerados filtros passa baixa na saída dos inversores. Dessa forma, uma maneira de diminuir a magnitude dos supra-harmônicos no ponto de conexão do parque seria ajustando ou alterando a topologia dos filtros. Atualmente, filtros de segunda e terceira ordem podem ser utilizados, assim como filtragem ativa e compensação harmônica dentro do sistema de controle do lado da rede dos inversores.

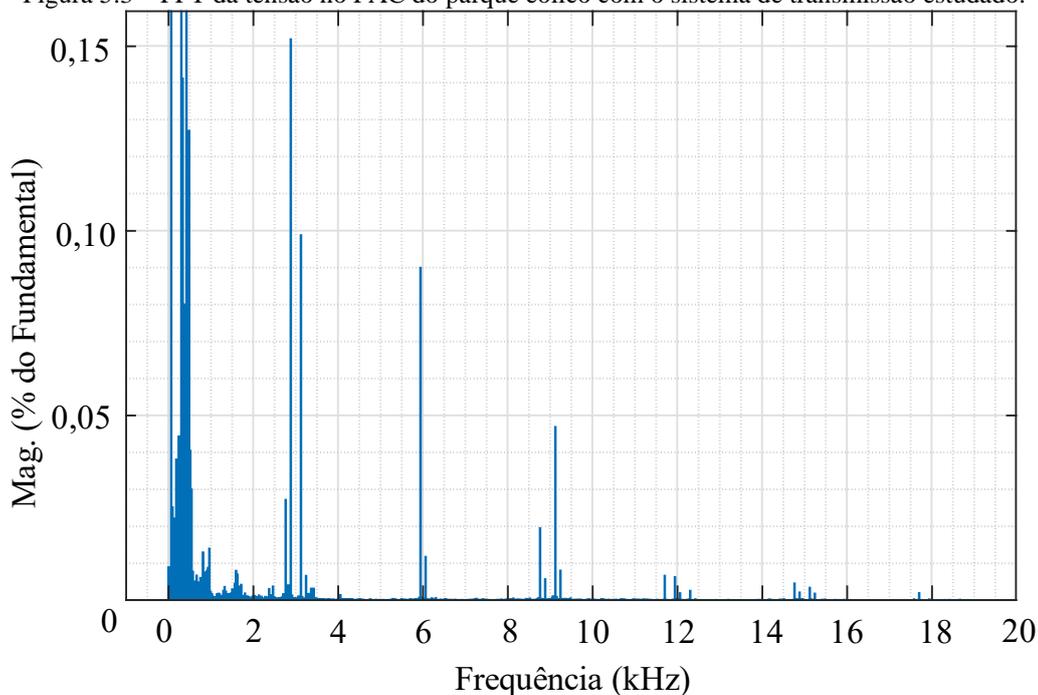
Tabela 5.2 – Indicadores individuais e totais de distorção supra-harmônica no PAC dos parques eólicos.

	<i>Frequência (kHz)</i>	<i>Magnitude (% do fundamental)</i>
DHE <sub>1</sub>	3	0,1836
DHE <sub>2</sub>	6	0,0900
DHE <sub>3</sub>	9	0,0520
DHE <sub>4</sub>	12	0,0099
DHE <sub>5</sub>	15	0,0064
DHE <sub>6</sub>	18	0,0023
DSHT	>2	0,2114

Fonte: AUTOR.

Ademais, é possível observar pela Tabela 5.2 que as magnitudes das distorções individuais em alta frequência estão abaixo das normas de controle especificadas pelo ONS. No entanto, é importante ressaltar que os limites para indicadores individuais não são um consenso na literatura. No caso dos indicadores de distorção total, os indicadores utilizados no Brasil não consideram distorções de frequência superior a 3kHz. No caso do PAC dos parques eólicos sob análise, os indicadores utilizados pelo ONS desconsideram até 7% das distorções harmônicas presentes nesse ponto em relação ao valor limite de DTHTS95% correspondente. Além disso, os resultados precedentes sugerem que os índices de distorção harmônica calculados estão superestimados em função da agregação de aerogeradores em modelos equivalentes.

Figura 5.3 – FFT da tensão no PAC do parque eólico com o sistema de transmissão estudado.



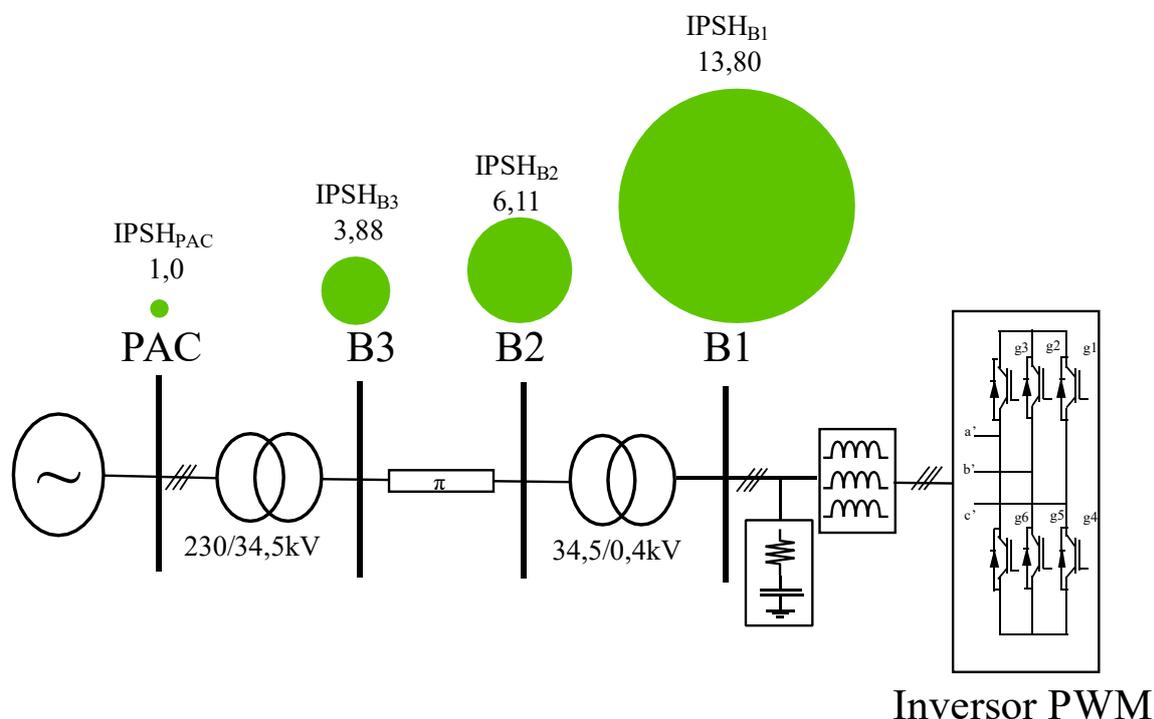
Fonte: AUTOR.

A fim de avaliar o padrão de propagação dos supra-harmônicos dentro das diferentes barras dos sistemas estudados, são analisadas as tensões em diversos pontos do sistema em relação ao PAC considerando o índice de propagação de supra-harmônicos (IPSH). Primeiramente, são analisadas as tensões nas barras de distribuição internas aos parques eólicos. São considerados, nesse caso, três barras como mostra a Figura 5.4. Os resultados de IPSH são representados como gráficos proporcionais de área e mostram uma atenuação de aproximadamente 14 vezes do ponto de conexão dos inversores até o PAC. Ademais, é possível observar que as barras do sistema de distribuição de 34,5 kV internos aos parques eólicos são submetidas a distorções totais até 6 vezes superiores às distorções observadas no PAC.

Além disso, os supra-harmônicos propagam-se pela rede de transmissão como mostra a Figura 5.5, onde o *IPSH* de cada subestação é representado como um gráfico georreferenciado realizado com o software QGis®. A representação desse índice é comum entre as Figuras 5.4 e 5.5 a fim de facilitar a análise visual dos resultados. É possível observar que a atenuação das distorções harmônicas dentro dos sistemas de transmissão é mais leve se comparada à atenuação observada nos sistemas de distribuição internos aos parques eólicos. A maior parte dos pontos do sistema de transmissão observam uma atenuação de 2 a 3 vezes em relação às distorções observadas no PAC.

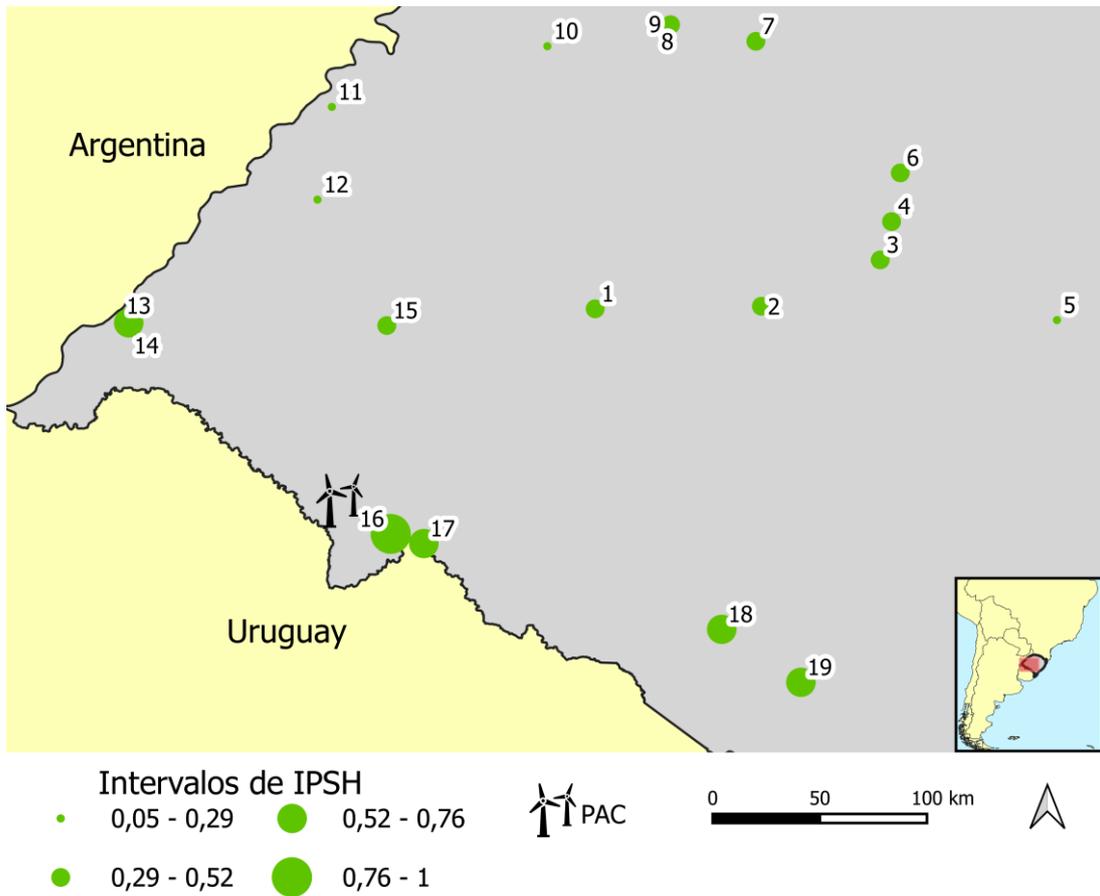
Ademais, o *IPSH* também é demonstrado em função da distância em linhas de transmissão entre a subestação de interesse e o PAC como mostra a Figura 5.6. A partir desses resultados, é possível observar que a propagação de supra-harmônicos na rede apresenta uma tendência linear de atenuação de acordo com a distância em linhas de transmissão em relação ao PAC. No entanto, a dispersão dos valores do *IPSH* para subestações equidistantes do PAC sugere que características específicas de cada ponto do sistema são bastante influentes na propagação dos supra-harmônicos. Algumas dessas características podem ser o perfil de carga, a presença de bancos de capacitores, a presença de compensadores estáticos e a capacidade de curto-circuito.

Figura 5.4 – Índice de propagação de supra-harmônicos nos barramentos internos dos modelos de parques eólicos estudado



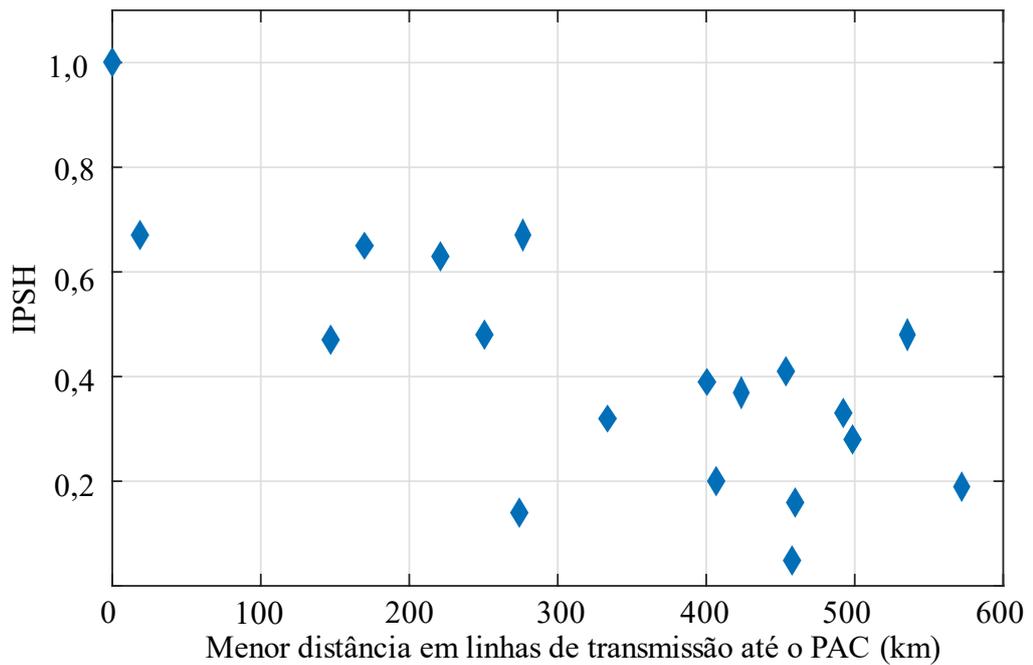
Fonte: AUTOR.

Figura 5.5 - Índice de propagação de supra-harmônicos nas subestações de transmissão consideradas.



Fonte: AUTOR.

Figura 5.6 – Evolução do IPSH em função da distância entre o ponto do sistema de transmissão considerado e o PAC.



Fonte: AUTOR.

## 6 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como foco o estudo dos supra-harmônicos gerados por aerogeradores do tipo IV e propagados dentro dos sistemas de transmissão. Os supra-harmônicos são, por definição, distorções harmônicas de frequência entre 2 a 150 kHz e são observados em sistemas de geração de energia eólica de velocidade variável. Isso ocorre devido ao uso de conversores de potência baseados em semicondutores de comutação rápida, como os MOSFETs e os IGBTs. O crescimento do uso de tecnologias de geração de energia de baixa inércia, de equipamentos auxiliares visando à flexibilidade dos sistemas de transmissão e de tecnologias de transmissão de energia em corrente contínua sugerem que a presença de supra-harmônicos nos sistemas elétricos será cada vez mais recorrente. No entanto, padrões de controle para distorções nessa faixa de frequência não são um consenso na comunidade científica e em alguns casos, tais distorções são desconsideradas nos cálculos de indicadores.

Sendo assim, este trabalho analisou aerogeradores do tipo IV com base em uma modelagem detalhada visando à simulação das comutações dentro dos conversores de potência utilizados nesses sistemas. Adotou-se modulação PWM no caso dos inversores e modelou-se os sistemas de controle de potência reativa e ativa dentro dos aerogeradores. Ademais, o caso de estudos da microrregião de Coxilhas de Santana foi escolhido para aplicação da metodologia. Nesse sentido, modelou-se um sistema de transmissão baseado na região oeste do sistema de transmissão do Rio Grande do Sul considerando parâmetros reais para os equipamentos instalados com base em dados do Operador Nacional do Sistema (ONS). Nesse contexto, utilizou-se modelos com parâmetros distribuídos para modelar as linhas de transmissão e modelos simplificados de geradores para modelar a geração térmica e hídrica presente nesse subsistema.

Nesse caso, pôde-se observar através dos resultados obtidos que os padrões de emissão de supra-harmônicos por parte de aerogeradores do tipo IV são estritamente ligados aos padrões de emissão dos inversores PWM. No entanto, as distorções mais relevantes observadas estão ligadas à frequência de comutação. Distorções em frequências mais elevadas são fortemente atenuadas pelo sistema de distribuição dos parques eólicos e pelos filtros passa baixa normalmente instalados junto aos inversores. Em relação à magnitude das distorções no PAC, observou-se a adequação aos padrões de controle de indicadores individuais do ONS. No entanto, os limites de distorção total indicados pelo ONS não consideram a maior parte das distorções na faixa de frequência estudada e subestimam as distorções totais no PAC do caso estudado em 7%. Ademais, foi possível concluir que os supra-harmônicos podem ser propagados por centenas de quilômetros dentro dos sistemas de transmissão sofrendo atenuações de 2 a 3 vezes em relação à sua magnitude no PAC. A propagação dessas distorções segue uma tendência linear de atenuação dentro do sistema de transmissão, mas os resultados sugerem que características particulares de cada ponto do sistema têm uma influência consequente sobre esse comportamento. Essas características podem ser o padrão de carga, a presença de bancos de capacitores ou a impedância de curto-circuito.

Por fim, esse foi um trabalho introdutório ao assunto e diversas linhas de pesquisa podem ser derivadas dos resultados obtidos. Primeiramente, é importante entender com mais detalhes as limitações dos modelos utilizados. No caso dos modelos de aerogeradores, é de suma importância a adequação e validação dos modelos equivalentes em relação à realidade, fazendo-se necessária a realização de trabalhos experimentais de medição. No caso dos sistemas de transmissão, deve-se avaliar a utilização de modelos que considerem a variação da resistência das linhas de transmissão em função da frequência. Por fim, as técnicas de filtragem utilizadas neste trabalho podem ser aprimoradas. A utilização de outras topologias de filtros, além de filtragem ativa e compensação harmônica dentro dos sistemas de controle, são exemplos de técnicas que podem ser aplicadas à metodologia desenvolvida.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BLANCO, Ana Maria *et al.* Harmonic, interharmonic and supraharmonic characterisation of a 12 MW wind park based on field measurements. **CIRED - Open Access Proceedings Journal**, [S. l.], v. 2017, n. 1, p. 677–681, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0457>
- BOLLEN, Math *et al.* Standards for Supraharmonics (2 to 150 kHz). **IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine**, [S. l.], v. 3, 2014.
- BOLLEN, Math H. J.; SCHWANZ, Daphne. **Harmonics and Wind Power**. Luleå, Sweden: Energiforsk, 2018. v. 1 *E-book*.
- CAMARGO-SCHUBERT. **Atlas Eólico: Rio Grande do Sul**. Porto Alegre - RS: Estado do Rio Grande do Sul, 2014.
- DAS, J. C. **Power system harmonics and passive filter designs**. Hoboken, NJ: Wiley [u.a.], 2015. (IEEE Press series on power engineering 49). *E-book*.
- GAGNON, Richard *et al.* Large-Scale Real-Time Simulation of Wind Power Plants into Hydro-Québec Power System. [S. l.], p. 8, 2010.
- IEEE, Industry Applications Society. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. **IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)**, [S. l.], p. 1–29, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6826459>
- LEBORGNE, Roberto Chouhy. Uma Contribuição à Caracterização da Sensibilidade de Processos Industriais frente a Afundamentos de Tensão. [S. l.], p. 163, 2003.
- MILLER, N. W. *et al.* Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations. In: 2003 IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING (IEEE CAT. NO.03CH37491) 2003, **2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)**. [S. l.: s. n.] p. 1977-1983 Vol. 3. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PES.2003.1267470>
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede, Módulo 2 - Requisitos mínimos para instalações de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho**. [S. l.: s. n.]
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN**. [s. l.], 2019. Disponível em: [sindat.ons.org.br](http://sindat.ons.org.br).
- RASHID, Muhammad H. **Power electronics: devices, circuits, and applications**. Fourth edition ed. Upper Saddle River, NJ: Pearson, 2014. *E-book*.
- RÖNNBERG, Sarah K. *et al.* On waveform distortion in the frequency range of 2 kHz–150 kHz—Review and research challenges. **Electric Power Systems Research**, [S. l.], v. 150, p. 1–10, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2017.04.032>
- SAADAT, Hadi. **Power System Analysis**. 2nd. ed. [S. l.]: McGraw-Hill Companies, Inc., 1999. v. *IE-book*.
- WU, B. (org.). **Power conversion and control of wind energy systems**. Piscataway, NJ : Hoboken, N.J: IEEE Press ; Wiley, 2011. (IEEE Press series on power engineering 29). *E-book*.

## APÊNDICE A – SISTEMAS DE REFERÊNCIA

Um conjunto de variáveis trifásicas de frequência fundamental  $\omega$  pode ser descrito pelas equações (A.1), (A.2) e (A.3). Essas variáveis podem ser representadas graficamente como a projeção no eixo real de três vetores de módulo  $\hat{x}$  e ângulo  $\theta$  definidos e defasados de 120 graus. No caso de sistemas elétricos de potência simétricos, considera-se que as variáveis trifásicas possuem módulos e ângulos idênticos. Ademais, as variáveis trifásicas podem ser representadas por um vetor espacial com velocidade angular de rotação  $\omega$ , como mostra a Figura A. 1. As componentes trifásicas podem ser graficamente obtidas pela projeção do vetor espacial em três eixos estáticos e defasados de 120 graus. Nesse caso, o vetor espacial é definido como (A.4).

$$x_a(t) = \hat{x}_a \cos(\omega t + \theta_a) \quad (\text{A.1})$$

$$x_b(t) = \hat{x}_b \cos\left(\omega t + \theta_b - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (\text{A.2})$$

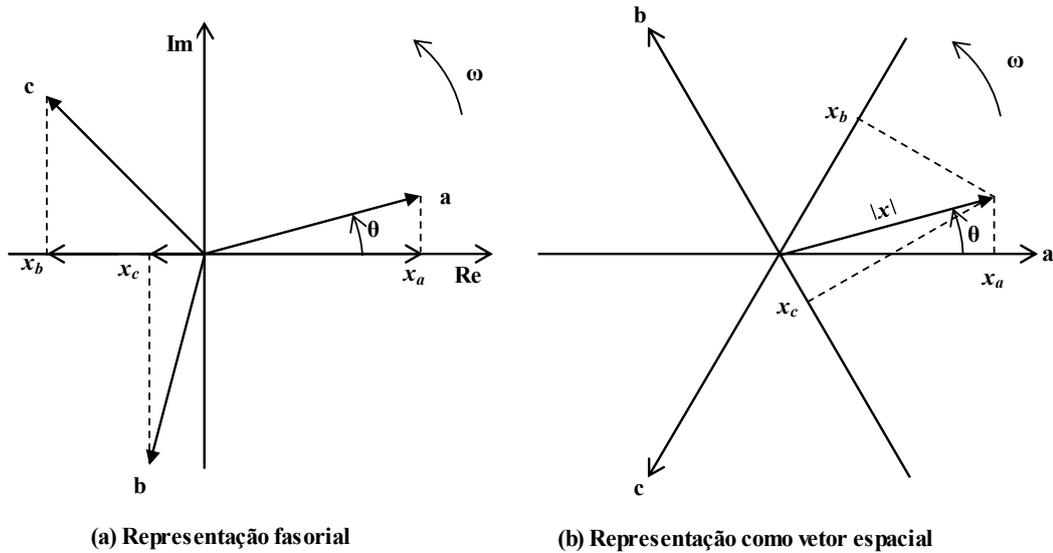
$$x_c(t) = \hat{x}_c \cos\left(\omega t + \theta_c + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (\text{A.3})$$

$$\vec{x}(t) = \frac{2}{3} [x_a(t) + ax_b(t) + a^2 x_c(t)] \quad (\text{A.4})$$

Onde o operador  $a$  corresponde à defasagem de 120 graus e é matematicamente definido por (A.5).

$$a = -\frac{1}{2} + \frac{3\pi}{2}j \quad (\text{A.5})$$

Figura A. 1 – Representações (a) fasorial e (b) em vetor de estado de variáveis trifásicas.



(a) Representação fasorial

(b) Representação como vetor espacial

Fonte: AUTOR.

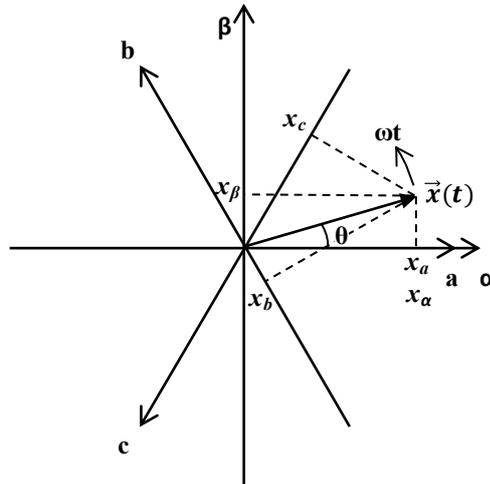
A transformada de Clarke é utilizada para representar as componentes de uma variável trifásica em um vetor girante em sistema de dois eixos estático, também chamado de eixos  $\alpha\beta$ . As componentes nesses eixos podem ser encontradas substituindo a equação (A.5) em (A.4). A componente  $\alpha$  corresponde à parte real do vetor espacial enquanto a componente  $\beta$  corresponde à parte imaginária, de acordo com as equações (A.6) e (A.7). É importante notar que apenas as componentes de sequência positiva e negativa são representadas no plano  $\alpha\beta$ , sendo que as componentes de sequência zero são representadas em um eixo perpendicular ao plano  $\alpha\beta$ . A transformada de Clarke na forma matricial é dada por (A.8) e a representação gráfica está exposta na Figura A. 2.

$$x_\alpha(t) = \frac{2}{3} \Re(\vec{x}(t)) = \frac{2}{3} \left( x_a(t) - \frac{1}{2} x_b(t) - \frac{1}{2} x_c(t) \right) \quad (\text{A.6})$$

$$x_\beta(t) = \frac{2}{3} \Im(\vec{x}(t)) = \frac{2}{3} \left( \frac{\sqrt{3}}{2} x_b(t) - \frac{\sqrt{3}}{2} x_c(t) \right) \quad (\text{A.7})$$

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

Figura A. 2 – Representação gráfica da transformação de Clarke.

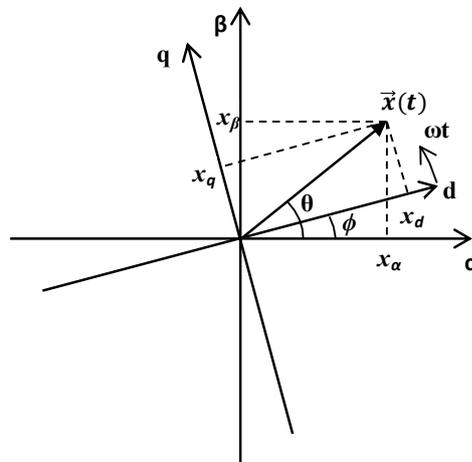


Fonte: AUTOR.

As variáveis representadas nos eixos  $\alpha\beta-0$  ainda são variáveis com variação senoidal em relação ao tempo. A fim de transformar essas variáveis em variáveis CC, uma transformada rotacional é aplicada a qual corresponde à transformada de Park. Nesse sentido, as variáveis são representadas por um vetor inerte em relação a um sistema de coordenadas dinâmico cuja velocidade angular corresponde à frequência da rede. As componentes de sequência zero continuam representadas da mesma maneira em relação ao sistema de coordenadas  $\alpha\beta-0$ . A transformada de Park pode ser escrita matricialmente como (A.9) e representada graficamente pela Figura A. 3.

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\phi) & -\text{sen}(\phi) & 0 \\ \text{sen}(\phi) & \cos(\phi) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.9})$$

Figura A. 3 – Representação gráfica da transformada de Park.



Fonte: AUTOR.