LUIS FERNANDO MOREIRA MACHADO

Aspectos harmônicos na geração eólica

SÃO PAULO
2017

LUIS FERNANDO MOREIRA MACHADO

Aspectos harmônicos na geração eólica

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para a obtenção
do título de Mestre em Ciências.

SÃO PAULO
2017

LUIS FERNANDO MOREIRA MACHADO

Aspectos harmônicos na geração eólica

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para a obtenção
do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Silvio Giuseppe Di Santo
Co-orientador: Prof. Dr. Maurício B. C. Salles

SÃO PAULO
2017

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Machado, Luis Fernando Moreira

Aspectos harmônicos na geração eólica / L. F. M. Machado – versão corr. –
São Paulo, 2017.
102 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia eólica 2.Energia eólica (Geração) 3.Energia (Qualidade) 4.Fontes naturais de energia 5.Estudo de sensibilidade I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
PEA**

LUIS FERNANDO MOREIRA MACHADO

“Aspectos harmônicos na geração eólica”

Dissertação defendida e aprovada pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Silvio Giuseppe Di Santo.
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Aos meus pais,
que sempre se fizeram presentes em minha vida:
Exemplos de vida, coragem e confiança!

*"Se quisermos ganhar a luta contra a
mudança do clima, a primeira coisa que
precisamos fazer é parar de procurar novas
reservas de combustível fóssil."*

Wael Hmaid

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu Pai Mário Machado Júnior pelo estímulo e pelo exemplo que sempre me deu na sua vida.

Agradeço a Minha Mãe Marisa Moreira por sempre acreditar em mim!!

Agradeço ao meu Orientador Professor Silvio Giuseppe Di Santo.

Agradeço ao TODO por sempre me iluminar e me guiar.

RESUMO

A utilização da energia eólica é ainda recente no setor elétrico e, por isso, apresenta inúmeros desafios na operação e integração dessa nova tecnologia com o sistema elétrico. Desta forma, este trabalho aborda o impacto da injeção de correntes harmônicas que as Centrais de Geração Eólica geram no Sistema Interligado Nacional. Inicialmente, aborda-se a fundamentação teórica e o conceito básico da energia eólica, principalmente em relação ao panorama desta fonte renovável no Brasil e no mundo e, de uma forma sucinta, aborda-se também sobre o aspecto tecnológico dos aerogeradores. Outro aspecto relevante deste trabalho, é o levantamento do estado da arte sobre os conceitos e cálculos das distorções harmônicas, bem como sobre o processo de integração das novas Centrais de Geração Eólica à rede básica. O principal resultado obtido neste trabalho, é o estudo de sensibilidade da distorção harmônica de tensão, no ponto de acoplamento da Central à rede básica de transmissão, frente à variação topológica da rede coletora da Central de Geração Eólica. Para tal estudo, foi modelada uma Central de Geração Eólica e aplicadas as metodologias estudadas no estado da arte. Os resultados obtidos do estudo de sensibilidade, é de grande interesse para os operadores da rede e transmissão de energia elétrica, bem como às geradoras de energia eólica.

Palavras-chave: Energia. Energia Eólica (Geração). Qualidade de Energia. Distorção Harmônica de Tensão. Lugar Geométrico. Estudo de Sensibilidade.

ABSTRACT

The use of wind energy is still recent in the electric sector and, therefore, presents numerous challenges in the operation and integration of this new technology with the electric system. In this way, this work approaches the impact of the injection of harmonic currents generated by the Wind Generation Plants in the National Interconnected System. Initially, it addresses the theoretical basis and the basic concept of wind energy, mainly in relation to the panorama of this renewable source in Brazil and in the world and, briefly, it also addresses the technological aspect of wind turbines. Another relevant aspect of this work is the state of the art survey on the concepts and calculations of harmonic distortions, as well as on the integration process of the new Wind Generation Plants into the basic grid. The main result obtained in this work is the sensitivity study of the harmonic distortion of voltage at the coupling point of the Central to the basic transmission network, in front of the topological variation of the collecting network of the Wind Generation Plant. For such study, a Wind Generation Plant was modeled and the methodologies studied in the state of the art were applied. The results obtained from the sensitivity study, is of great interest to the network operators and transmission of electricity, as well as to wind power generators.

Key words: Energy. Wind Energy (Generation). Power Quality. Harmonic Voltage Distortion. Locus Method. Sensitivity Studies.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Principais marcos do desenvolvimento da energia eólica no século XX	22
Figura 2 – Turbina eólica de eixo horizontal HAWT	36
Figura 3 – Turbina Eólica de eixo vertical VAWT	36
Figura 4 – Configurações típicas de turbinas eólicas em função de sua velocidade	39
Figura 5 – Circuito equivalente de Norton a partir do Ponto de Acoplamento Comum	50
Figura 6 – Fluxograma Determinação dos pontos de admitância/impedância harmônicas da rede externa	51
Figura 7 – Pontos de referência para formação do envelope do lugar geométrico (Setor Anular)	53
Figura 8 – Método do Polígono para a formação do envelope do lugar geométrico. Em vermelho estão os pontos que simbolizam as admitâncias/impedâncias da rede externa	53
Figura 9 – Método do lugar geométrico em vermelho é o negativo da admitância interna $[-Y_{in}(h)]$ e em azul é o $[Y_{min}(h)]$ e em rosa é o $[Y_e(h)]$	55
Figura 10 – Método do lugar geométrico em vermelho é o negativo da admitância interna $[-Y_{in}(h)]$ e em azul é o $[Y_{min}(h)]$ e em rosa é o $[Y_e(h)]$	56
Figura 11 – Unifilar da Central de Geração Eólica (CGE)	59
Figura 12 – Regiões do Setor Anular	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Mix de geração, faixa de carga e capacidade de interface para Dinamarca Ocidental de 2004	26
Tabela 2 – Mix de geração, faixa de carga e capacidade de interface para Dinamarca Oriental de 2004	27
Tabela 3 – Limites individuais de distorção harmônica de tensão em % da tensão fundamental	46
Tabela 4 – Harmônicos típicos produzidos por um motor de indução de rotor bobinado	48
Tabela 5 – Coeficiente “ a ” para o cálculo da corrente harmônica equivalente	55
Tabela 6 – Parâmetros default do software para Correção da resistência em função da frequência	57
Tabela 7 – Dados dos cabos de média tensão da rede coletora	59
Tabela 8 – Dados dos Transformadores Elevadores dos Aero geradores	59
Tabela 9 – Dados dos Transformadores Principais	60
Tabela 10 – Dados da Linha de Transmissão 138kV entre CGE e a SE João Câmara II 138kV	60
Tabela 11 – Injeções máximas de correntes harmônicas de cada ordem harmônica em relação à frequência fundamental de 60Hz emitida individualmente por cada Turbina Eólica	61
Tabela 12 – Injeções máximas de correntes harmônicas de cada ordem harmônica em pu base 100MVA 138kV emitidas no PAC referente ao conjunto total de turbinas da CGE	62
Tabela 13 – Distorções Harmônicas Individuais na SE João Câmara III obtida pelo Método Setor Anular	63
Tabela 14 – Módulo da Admitância Mínima em pu na base 100MVA 138kV obtida pelo Método do Setor Anular	64
Tabela 15 – Distorções Harmônicas Individuais na SE João Câmara III obtida pelo Método Polígono	65
Tabela 16 – Módulo da Admitância Mínima em pu na base 100MVA 138kV obtida pelo Método do Polígono	66

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Incorporação da energia eólica na região oeste da Dinamarca	26
Gráfico 2 – Demanda estimada em tempo real (amarelo) versus geração eólica estimada em tempo real (verde)	29
Gráfico 3 – Média de erros de Potência gerada versus horas	29
Gráfico 4 – Perda de geração eólica devido a uma falta no transformador AT-1 400kV/220kV localizado na SE Magallón	30
Gráfico 5 – Participação das Fontes na Expansão da Capacidade Instalada entre os anos de 2014 e 2015	32
Gráfico 6 – Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte	33
Gráfico 7 – Coeficiente de eficiência de potência versus <i>tip speed ratio</i>	35
Gráfico 8 - (a) Lugar Geométrico 7 ^a harmônica (vermelho – Setor Anular e os pontos em vermelho são as admitâncias da rede externa) e (azul - polígono). (b) Lugar Geométrico 7 ^a harmônica –Y _{IN} (preto) e Y _{min} (rosa Setor Anular) (verde Polígono)	68
Gráfico 9 - (a) Lugar Geométrico 6 ^a harmônica (vermelho – Setor Anular e os pontos em vermelho são as admitâncias da rede externa) e (azul - polígono). (b) Lugar Geométrico 6 ^a harmônica –Y _{IN} (preto) e Y _{min} (rosa Setor Anular) (verde Polígono)	70
Gráfico 10 – (a) Lugar Geométrico 5 ^a harmônica (vermelho – Setor Anular e os pontos em vermelho são as admitâncias da rede externa) e (azul - polígono). (b) Lugar Geométrico 5 ^a harmônica –Y _{IN} (preto) e Y _{min} (rosa Setor Anular) (verde Polígono)	71
Gráfico 11 – (a) Distorção de Tensão da 4 ^a harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima Y _{min} (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 4 ^a harmônica no PAC	74
Gráfico 12 – (a) Distorção de Tensão da 5 ^a harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima Y _{min} (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 5 ^a harmônica no PAC	77
Gráfico 13 – (a) Distorção de Tensão da 7 ^a harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima Y _{min} (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 7 ^a harmônica no PAC	80
Gráfico 14 – (a) Distorção de Tensão da 8 ^a harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima Y _{min} (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 8 ^a harmônica no PAC	83

Gráfico 15 – (a) Distorção de Tensão da 10 ^a harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima $Y_{\min}$ (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 10 ^a harmônica no PAC ...	85
Gráfico 16 – (a) Lugar Geométrico 10 ^a harmônica (vermelho – Setor Anular e os pontos em vermelho são as admitâncias da rede externa) e (azul - polígono). (b) Lugar Geométrico 10 ^a harmônica – Y_{IN} (preto) e $Y_{\min}$ (rosa Setor Anular) (verde Polígono)	87
Gráfico 17 – (a) Distorção de Tensão da 11 ^a harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima $Y_{\min}$ (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 11 ^a harmônica no PAC ...	90
Gráfico 18 – (a) Distorção de Tensão da 13 ^a harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima $Y_{\min}$ (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 13 ^a harmônica no PAC ...	93
Gráfico 19 – Distorção Harmônica Total (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono)	95

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informação da Geração
CGE	Central de Geração Eólica
CHP's	Combinada de calor e energia (Combine Heat and Power)
CTA	Centro Técnico Aeroespacial
DFVLR	Centro Aeroespacial da Alemanha
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
HVDC	Corrente contínua em alta tensão
HRA	Autoridade de registro de integridade
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PROINFA	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica
NMWECC	Centro de Energia Eólica do novo México (New Mexico Wind Energy Center)
NOWF	Nysted Offshore Wind Farm
SEP	Sistemas Especiais de Proteção
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPP	Power Pool Southwest
UNFCCC	Tratado Complementar a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
WECC	Conselho Coordenador de Eletricidade Ocidental (Western Electricity Coordinating Council)
SIN	Sistema Interligado Nacional
VAWT	Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (Vertical Axis Wind Turbine)
HAWT	Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (Horizontal Axis Wind Turbine)
SCIG	Gerador de Indução com Gaiola de Esquilo
WRIG	Gerador de Indução com rotor bobinado
PMSG	Gerador Síncrono de Ímã Permanente
WRSG	Gerador Síncrono de Rotor Bobinado
CC	Corrente Contínua

LISTA DE SÍMBOLOS

ρ	Densidade do ar [kg/m ³]
v	Velocidade do vento [m/s]
r	Raio do rotor da turbina eólica [m]
$C_p(\lambda, \beta)$	Coefficiente de Eficiência de Potência
λ	Tip Speed Ratio
β	Ângulo de ataque das pás do rotor [graus]
THD	Distorção Harmônica Total [% U _N]
$I_{h, total}$	Corrente harmônica Equivalente do PAC [pu]
$I_{h, i}$	Corrente harmônica no PAC gerada pela i-ésima fonte harmônica [pu]
$Y_{min}(h)$	Admitância Mínima Equivalente [pu]
$Y_e(h)$	Admitância da Rede Externa [pu]
$Y_{in}(h)$	Admitância Equivalente da Rede Interna da Central de Geração Eólica [pu]
$d_{Max}(h)$	Distorção Harmônica Máxima [% U _N]

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO.....	19
2 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E CONCEITO BÁSICO DA ENERGIA EÓLICA	21
2.1 CONCEITO	21
2.2 A EVOLUÇÃO HISTÓRICA	21
3 – GERAÇÃO EÓLICA.....	34
3.1 POTÊNCIA MECÂNICA EXTRAÍDA DO VENTO	34
3.2 TURBINAS EÓLICAS HORIZONTAIS E VERTICAIS	36
3.3 TURBINAS EÓLICAS COM VELOCIDADE FIXA OU VELOCIDADE VARIÁVEL.....	37
3.4 TECNOLOGIA DOS AEROGERADORES	38
3.5 INTEGRAÇÃO DAS CENTRAIS EÓLICAS COM O SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL	43
3.5.1 DESCRIÇÃO DAS ETAPAS DO PROCESSO – SUBMÓDULO 24.2	44
3.5.2 ESTUDOS PRÉ-OPERACIONAIS	45
3.5.3 CRITÉRIOS E DIRETRIZES PARA O ESTUDO DE HARMÔNICOS.....	45
3.5.4 INDICADORES DE DESEMPENHO PARA O ESTUDO HARMÔNICO	46
4 – HARMÔNICOS	47
4.1 DEFINIÇÃO	47
4.2 FONTES HARMÔNICAS	47
4.2.1 TRANSFORMADORES	47
4.2.2 MÁQUINAS ELÉTRICAS (SÍNCRONAS E ASSÍNCRONAS).....	48
4.3 MÉTODO DO LUGAR GEOMÉTRICO	49
4.3.1 ENVELOPE DO LUGAR GEOMÉTRICO [$Y_E(H)$] MÉTODO DO SETOR ANULAR.....	52
4.3.2 ENVELOPE DO LUGAR GEOMÉTRICO [$Y_E(H)$] MÉTODO DO POLÍGONO DE N LADOS	53
4.3.3 FONTE DE CORRENTE HARMÔNICA $I(H)$	54
4.3.4 OBTENÇÃO DO $Y_{MIN}(H)$ E CÁLCULO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA MÁXIMA	55
4.3.5 CORREÇÃO DA RESISTÊNCIA DEVIDO AO EFEITO SKIN.....	57

5 – ESTUDO DO CASO BASE.....	58
5.1 ESTUDO BASE DE UMA CENTRAL DE GERAÇÃO EÓLICA	58
5.1.1 RESULTADOS	62
5.1.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS	66
6 – ESTUDO DE SENSIBILIDADE	73
6.1 ANÁLISE DA SENSIBILIDADE DA 4^A HARMÔNICA	73
6.2 ANÁLISE DA SENSIBILIDADE DA 5^A HARMÔNICA	76
6.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA 7^A HARMÔNICA.....	79
6.4 ANÁLISE DA SENSIBILIDADE 8^A HARMÔNICA	81
6.5 ANÁLISE DA SENSIBILIDADE 10^A HARMÔNICA.....	84
6.6 ANÁLISE DA SENSIBILIDADE 11^A HARMÔNICA.....	89
6.7 ANÁLISE DA SENSIBILIDADE 13^A HARMÔNICA.....	92
6.8 ANÁLISE DA SENSIBILIDADE - DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL	94
7 - CONCLUSÃO.....	96
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98

1 - INTRODUÇÃO

Hoje, em pleno século XXI, existe uma nova conotação sobre as denominadas energias limpas. Acredita-se que foi a partir da década de 70, em meio à crise do petróleo, que alguns países foram obrigados a procurar alternativas para a produção de energia elétrica.

O impacto ambiental provocado pela queima de combustíveis fósseis, por meio da emissão de gases do efeito estufa (CO₂, SO₂), fez com que se procurasse por novas opções, visando um desenvolvimento sustentável.

Além do mais, a ameaça de mudanças climáticas e a urgência de se reduzir a dependência externa de combustíveis fósseis e garantir o abastecimento energético, pressionaram a escolha de alternativas menos poluentes e endógenas.

No que concerne à geração de eletricidade, as fontes alternativas representadas por pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, eólica e solar, apresentam-se como uma saída para a diversificação da matriz elétrica, possibilitando maior confiabilidade e segurança de abastecimento, suscitando a complementaridade energética sazonal à energia hidráulica.

Sabe-se que a energia eólica é uma tecnologia limpa e ambientalmente correta que, isenta de poluição representa uma fonte promissora na tarefa de atenuar os problemas ambientais.

Além da preocupação com os problemas ambientais, em relação às mudanças climáticas, como já se observou, após a assinatura do Protocolo de Quioto, em 1997 (Tratado Complementar a Convenção - Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – UNFCCC), ocorreu uma conscientização em relação à necessidade de se reduzir as emissões de poluentes, retomando o curso de crescimento econômico alinhado ao equilíbrio ambiental.

De acordo com o Balanço Energético Nacional (ano base 2015) a geração de energia a partir da fonte eólica alcançou 21626GWh superando assim a geração nuclear. Conforme o Banco de Informações da Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica, o parque eólico nacional cresceu 2745MW, alcançando uma capacidade instalada total de 7633MW no final de 2015.

Diante da expansão da geração eólica e considerando que atualmente as turbinas eólicas utilizam a tecnologia da eletrônica de Potência, é imprescindível a realização do

estudo do impacto harmônico gerado pelas Centrais de Geração Eólica no sistema elétrico brasileiro.

De acordo com o exposto, o objetivo deste estudo é investigar e discutir o impacto das correntes harmônicas, injetadas pelas Centrais de Geração Eólica, na distorção da tensão no ponto de acoplamento comum de tais Centrais com a rede básica de transmissão de energia elétrica, frente a variações topológicas destas.

1.1 Estrutura da Dissertação

A Dissertação está organizada em sete capítulos. O primeiro capítulo é a própria introdução. O capítulo 2 apresenta o conceito, a evolução histórica e o panorama geral da energia eólica no Brasil e no mundo.

O capítulo 3 apresenta conceitos e descrições da geração eólica, ou seja, aborda de uma forma sucinta a potência mecânica extraída do vento pelas turbinas eólicas, que podem operar com velocidade fixa e variável, a tecnologia dos aerogeradores e os requisitos de integração das centrais eólicas com o sistema elétrico nacional.

O capítulo 4 apresenta os harmônicos e seus conceitos correlacionados.

O capítulo 5 apresenta as considerações gerais sobre a aplicação da teoria desenvolvida no capítulo 4.

O capítulo 6 apresenta o estudo de sensibilidade da distorção harmônica no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), ao se variar o comprimento dos cabos da rede coletora da Central de Geração Eólica (CGE), os quais estão inclusos, além dos cabos que interligam os aerogeradores, a linha de transmissão que interliga a CGE à Rede Básica.

O capítulo 7 apresenta a Conclusão.

2 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E CONCEITO BÁSICO DA ENERGIA EÓLICA

2.1 CONCEITO

O termo eólico advém, do latim *aeolicus* relativo a Éolo, deus dos ventos na mitologia grega e, portanto, pertencente ou relativo ao vento. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015) conceitua a energia eólica como “uma energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento)”.

O aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, por meio das turbinas eólicas e/ou aerogeradores, para a geração de eletricidade, ou dos cataventos para trabalhos mecânicos como bombeamento d’água (ANEEL, 2015).

Assim, por meio da força motriz, concretiza o aproveitamento da energia do vento, que se relaciona com as modificações verificadas na civilização, quer no âmbito social quer no âmbito político.

O aproveitamento do vento e a invenção da roda, conforme colocado por historiadores, contribuíram para um significativo impulso no progresso humano, com o desenvolvimento dos transportes e, no campo da alimentação, com os moinhos permitiram a moagem dos cereais, transformando assim a energia da água e do vento em pão.

2.2 A EVOLUÇÃO HISTÓRICA

O estudo e a busca pela energia eólica remontam à Antiguidade, no período pré-socrático (século VI AC.), quando se estudou o ar e seus movimentos, assim como, a eletricidade estática.

Passaram-se séculos e os estudos foram se aperfeiçoando no sentido de se aproveitar melhor a energia dos ventos. Dos barcos à vela, ao bombeamento de água e aos moinhos de trigo, respeitando as condições geográficas e as suas restrições, a ideia do aproveitamento da força dos ventos começou a se tornar uma realidade.

No contexto dos anos 1900-2000 a Figura 1 apresenta os principais acontecimentos relacionados ao desenvolvimento da energia eólica.

Figura 1 – Principais marcos do desenvolvimento da energia eólica no século XX

Fonte: Dutra (2011).

Assim, até 1980 foram construídos sistemas eólicos com pequenos valores de potência, utilizando geradores síncronos de rotor bobinado e assíncronos de rotor em gaiola. Esses sistemas eólicos apresentavam o inconveniente de não funcionarem com ventos de baixa velocidade, pois se baseavam no emprego de geradores de velocidade quase constantes diretamente ligados à rede elétrica.

A partir de 1980, a tecnologia ampliou-se, com a construção de sistemas de grande potência equipados com modernos sistemas de controle. Com os recentes avanços na eletrônica de potência e na qualidade dos materiais, os sistemas eólicos equipados com geradores síncronos, com excitação assegurada por meio de ímãs permanentes, funcionavam com velocidade variável, ligados à rede através de conversores eletrônicos de potência, que representam uma configuração eficiente para a conversão da energia eólica em energia elétrica.

Devido aos desafios aerodinâmicos, impostos pelas dimensões das turbinas de grandes valores de potência, considerou-se como uma das tendências futuras na construção de sistemas eólicos, a redução do número de componentes mecânicos, devido à necessidade de diminuição de pesos, dimensões e custos associados à sua construção.

O desenvolvimento tecnológico e o aumento da produção permitiram a construção de novos modelos de aerogeradores, e o crescimento da capacidade unitária das turbinas, propiciando uma redução significativa nos custos do quilowatt instalado e uma substancial redução no custo da geração da energia elétrica (RÜNCOS et al., 2015, p. 2).

Atualmente, a energia eólica é vista como uma das mais promissoras fontes de energia renovável, em específico para o cumprimento do estabelecido no Protocolo de Quioto e das decisões sucedâneas, nomeadas durante a Conferência do Clima, realizada em Copenhague de 7 a 18 de Dezembro de 2009.

2.3 PANORAMA PRESENTE E FUTURO

Um dos grandes fatores que incentivou o desenvolvimento das energias renováveis, e principalmente, da energia eólica foi a necessidade de se reduzir a emissão dos gases responsáveis pelo efeito estufa no planeta.

Em dezembro de 1997, mais de 160 nações industrializadas assinaram o protocolo de Quioto. A principal finalidade desse protocolo consistiu na redução da emissão de seis tipos de gases do efeito estufa (CO_2 , CH_4 , N_2O , HFCs, PFCs, SF_6), cuja meta original exigia uma redução coletiva entre as nações de 5,2% nas emissões de gases de efeito estufa. Uma vez que as emissões de gases de alguns países realmente aumentaram após a assinatura do protocolo, comparado com os níveis de emissão do ano de 2000, a redução real solicitada era cerca de 10%. Esta, entre outras razões, compreende uma das principais forças motrizes por trás de um aumento na geração de energia renovável em todo o mundo. A energia eólica é uma das tecnologias de energia renovável mais madura e, recentemente, ganhou prioridade na América do Norte, Europa, Austrália e outras partes do mundo. Daí porque, tais recursos apresentarem um grande crescimento na última década.

No final de 2005, a capacidade total instalada de geração eólica na Europa atingiu o patamar de 40,5GW. Nos Estados Unidos há uma estimativa de 11,6GW de capacidade instalada na geração de energia eólica predominante nas regiões da Califórnia, Texas e meio Oeste. Na Austrália quase duplicou, no final de 2004, ao apresentar uma capacidade de geração eólica de 380MW, e no final de 2005 para 708MW. (CIGRE, 2007 p.1-1)

Na América Central, precisamente nas planícies do leste do novo México, descobriu um grande potencial para a produção de energia eólica. Estudos preliminares indicaram um potencial de 6000MW nessa região. Atualmente, o novo México apresenta uma capacidade de geração eólica de 497MW entre usinas eólicas já em operação e outras ainda em construção.

Um dos grandes desafios para o aproveitamento deste potencial eólico nas planícies do leste do novo México é o desenvolvimento de seu sistema de transmissão de energia, sendo que, a porção leste da rede de transmissão é subdesenvolvida. Atualmente, na porção leste do país encontram-se duas linhas longas de corrente contínua de 345kV que interligam a WECC (Western Electricity Coordinating Council) e a SPP (Southwest Power Pool) através de duas conversoras de HVDC com capacidade de 200MW cada.

Em 2003, a Companhia Estatal do novo México (Public Service Company of New Mexico - PNM) integrou uma grande fazenda eólica denominada *New Mexico Wind Energy Center* (NMWEC) na porção leste do seu sistema de transmissão.

A energia eólica por ser um recurso intermitente de geração de energia onde apresenta uma vasta gama de desafios na conexão com o sistema elétrico de potência, tais como, o controle de frequência e o controle de tensão. O parque eólico (NMWEC) é amplamente reconhecido na indústria eólica como um exemplo de sucesso de superação desses desafios relacionados à conexão e integração com o sistema de transmissão.

Por sua vez, o Canadá é um dos países com grande expansão na produção de energia eólica. Nos últimos cinco anos apresentou uma média anual de crescimento de 35%. Em julho de 2006, o Canadá apresentava uma capacidade instalada de 1049MW e mais 1500MW de capacidade futura. Nos últimos cinco anos a média da potência instalada nas plantas eólicas estava entre 50MW e 150MW, sendo as respectivas plantas eólicas conectadas nos sistemas de transmissão de 69kV até 230kV (CIGRE, 2007, p.2-5).

A Dinamarca apresenta o seu sistema elétrico de potência dividido em duas áreas síncronas (oeste e leste) e não estão conectadas entre si. A parte ocidental (oeste) do país é formada por sistemas de transmissão de 400kV e 150kV com três principais *links* de corrente contínua conectando com a parte ocidental (Alemanha, Suécia e Noruega ao norte do país). A parte oriental (leste) do país é formado por sistemas de transmissão de 400kV e 132kV com dois principais *links* de corrente contínua, conectando com a parte oriental (Alemanha e Suécia).

Em relação à energia eólica as áreas ocidental e oriental apresentam diferentes graus de penetração de energia eólica, tais como, diferentes problemas associados a esse tipo de energia.

As principais matrizes energéticas, da região oeste, são as unidades térmicas a carvão e a gás. Uma parte significativa da geração de energia vem das turbinas eólicas locais e CHP's (*Combine Heat and Power*). Um parque eólico *offshore* de 160MW foi comissionado em Horns Rev A (HRA), região litorânea do mar do norte da Dinamarca e integrado ao sistema de transmissão de 150kV, aumentando desta forma a participação da matriz eólica na Dinamarca ocidental.

Como consequência dos investimentos na matriz eólica em 2004, a capacidade instalada de geração eólica correspondia a cerca de 30% da capacidade de geração da região oeste da Dinamarca, responsáveis por aproximadamente 22% do consumo de energia elétrica da Dinamarca Ocidental, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Mix de geração, faixa de carga e capacidade de interface para Dinamarca Ocidental de 2004

	MW	GWh
Primary Power plants (Usinas de energia primária)*	3,516	12,951
Local CHP units (Unidades de cogeração local)	1,593	6,839
Local Wind turbines (Turbinas eólicas locais)	2,379	4,875
Offshore Wind farm Horns rev A (Offshore eólico Horns Rev A)	160	-----
Consumption (Consumo)	-----	21,246
Maximum load (Carga máxima)	3,639	-----
Minimum load (Carga mínima)	1,281	-----
Capacity export to the UCTE (Capacidade de exportação para UCTE)	1,200	-----
Capacity import from the UCTE (Capacidade de importação para UCTE)	800	-----
Capacity export to Nordel (Capacidade de exportação para Nordel)	1,440	-----
Capacity import from Nordel (Capacidade de importação para Nordel)	1,460	-----

(*) tradução do autor.

Fonte: CIGRE (2007).

As regiões do oeste da Dinamarca que apresentam uma boa condição de vento, estão sendo exploradas por turbinas já existentes. Para aumentar a capacidade de geração, a solução seria a realização de uma substituição das turbinas existentes por novas turbinas, mais modernas e eficientes. Estima-se que o *retrofit* das turbinas usadas por turbinas novas, geraria um ganho global de 350MW a mais para Dinamarca Ocidental. O Gráfico 1 mostra a incorporação da energia eólica na região oeste da Dinamarca. (CIGRE, 2007, p.2-14)

Gráfico 1 – Incorporação da energia eólica na região oeste da Dinamarca

Fonte: CIGRE (2007)

Cabe observar, que as centrais de geração a carvão constituem em fontes primárias de energia elétrica no leste da Dinamarca. O sistema de transmissão da região leste está interligado através de cabos submarinos CA com a Suécia, cuja fonte de energia preponderante compreende usinas nucleares e hidroelétricas, sendo que uma parte significativa da energia consumida nesta região ainda é provida por essas fontes convencionais de energia.

A ilha de Lolland na região leste da Dinamarca possui o maior potencial de geração eólica. Esta ilha conta com um parque eólico *onshore* com capacidade de 240MW e, integrado ao seu sistema de transmissão de 132kV encontra-se o parque eólico *offshore* comissionado pela *Nysted Offshore Wind Farm* (NOWF) com uma capacidade instalada de 165MW. (CIGRE, 2007, p.2-14)

Em 2004 a capacidade instalada de geração eólica correspondia à aproximadamente 14% da capacidade de geração na região leste da Dinamarca, que é responsável por 12% do consumo de energia elétrica da Dinamarca oriental, conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Mix de geração, faixa de carga e capacidade de interface para Dinamarca Oriental de 2004

Tipo	MW	GWh
Usinas de energia primária	3,837	9,441
Unidades de cogeração local	642	2,559
Turbinas eólicas locais	578	1,709
Nysted Offshore Wind Farm (Rodsand)	165	-
Consumo	-	14,262
Carga máxima	2,665	-
Carga mínima	~ 750	-

Fonte: CIGRE (2007)

Comparando-se as duas regiões, por meio das Tabelas 1 e 2, é notória a conclusão de que a região leste apresenta uma capacidade de geração eólica inferior à região oeste. Entretanto, a região leste da Dinamarca pode aumentar a sua capacidade de geração eólica não somente pelo *retrofit* das turbinas antigas, mas também, através da construção de parques

eólicos. Visto que, na região leste ainda existe um número maior de territórios em condição favorável de vento a ser explorado, isso não ocorre na região oeste.

Na Espanha, a trajetória da energia eólica foi marcada por um rápido crescimento desde o seu início, com média anual de crescimento da capacidade instalada de energia eólica de 57% nos últimos dez anos. Atualmente, a capacidade instalada de geração eólica na Espanha é de 11.000MW, que representa 15% da potência total instalada no país e 7,8% da energia total produzida em 2005. (CIGRE, 2007, p.2-27)

O crescimento acentuado da energia eólica Ibérica foi impulsionado por diversos fatores tais como:

- a) Aprovação, em 2005, das Estratégias de Recursos de Energias Renováveis cuja meta era a de que as energias renováveis representassem 12,1% da energia primária demandada e 30,3% da energia elétrica consumida até meados de 2010;
- b) Forte apoio social através das organizações governamentais;
- c) Interesse econômico das empresas que atuam na área de geração de energia.

O desenvolvimento da geração eólica espanhola apresentou alguns desafios na integração dessa nova tecnologia com o sistema elétrico. Portanto, estes são alguns dos principais problemas e características da experiência espanhola com a integração da energia eólica na sua matriz energética (CIGRE, 2007, p.2-27):

- a) Forte desacoplamento entre a geração eólica e a demanda do sistema: do ponto de vista sazonal a geração eólica tende a aumentar no inverno e decrescer no verão. Entretanto, não há um padrão definido para uma perspectiva de curto prazo. Desta forma não há como garantir que a curva de geração eólica siga a curva de demanda de energia. Conforme mostra o Gráfico 2, pode até mesmo seguir um perfil oposto à curva de demanda.

Gráfico 2 – Demanda estimada em tempo real (amarelo) versus geração eólica estimada em tempo real (verde)

Fonte: CIGRE (2007)

- b) Alta variabilidade e gradientes na geração eólica: a qualidade das previsões diminui com o aumento da perspectiva de tempo, conforme mostra o Gráfico 3. A queda da precisão das previsões de geração juntamente com os gradientes de erro de energia eólica (até 1000MWh, conforme o Gráfico 3), resultará num requisito de reserva adicional terciária e um aumento dos requisitos de gerenciamento destes desvios de energia;

Gráfico 3 – Média de erros de Potência gerada versus horas

Fonte: CIGRE (2007)

- c) Sensibilidade à queda de tensão: a geração eólica é sensível ao nível de tensão no sistema elétrico. Desta forma um curto circuito em determinado ponto do sistema elétrico gera subtensão no sistema e, consequentemente, poderá ocorrer perda de

geração eólica. O Gráfico 4 mostra um exemplo (CIGRE, 2007) de falta no transformador AT-1 400kV/220kV da SE Magallón gerou a perda de 600MW de geração eólica.

Gráfico 4 – Perda de geração eólica devido a uma falta no transformador AT-1 400kV/220kV localizado na SE Magallón

Fonte: CIGRE (2007)

No Brasil, no final do século XIX, o uso da energia eólica é recente, por meio dos moinhos de vento do tipo leque. Com a crise do petróleo, em 1973, surgiram às primeiras pesquisas sobre energia eólica. No entanto, o objetivo inicial era apenas de atender comunidades isoladas, que dependiam de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica (MARQUES, 2004).

Em 1976, foi desenvolvido o primeiro protótipo com potência nominal de 20kw, com duração de poucas semanas que apresentou problemas na estrutura de suporte das pás (MARQUES, 2004).

Em 1977, o Instituto de Estudos Avançados (IEA) do Departamento de Ciência e Tecnologia Aeroespacial (DCTA) deu início à construção e testes de modelos de 5 m de diâmetro e potência nominal de 1kW, visando resolver problemas elétricos e estruturais gradativamente. Com a nova metodologia adotada, obtiveram-se resultados positivos, tais como o controle eletrônico do gerador e o projeto de novas pás com melhor eficiência aerodinâmica. Contudo, esses protótipos duraram menos de um ano e, posteriormente, foram abandonados (MARQUES, 2004).

Já em 1981, o (DCTA) firmou um convênio com o DFVLR (Centro Aeroespacial da Alemanha) para construção de uma turbina eólica de 100kW, com 25 metros de diâmetro, denominado Projeto DEBRA (Deutsche-Brasil). No final de 1983, esse projeto foi encerrado no (DCTA), como consequência de diretrizes e políticas internas. Contudo, em julho de 1984, o Projeto DEBRA foi construído e montado no campo de teste de Schnittlinger/Alemanha (MARQUES, 2004).

A partir da década de 90 surgiram outras parcerias com países estrangeiros, principalmente, a partir da Conferência Rio/92.

Em 1992, no Arquipélago de Fernando de Noronha, foi instalada a primeira turbina elétrica, com potência de 75 kW, rotor de 17 metros de diâmetro e torre de 23 metros de altura (BRUM et al., 2014).

Em 2002 com a promulgação da Lei nº 10.438, foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o qual despertou o interesse de investidores na implantação de centrais eólicas no Brasil.

Em 2004, estabeleceu a primeira etapa do Programa, (modificado pela Lei 10.762/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 50.25/2004 e o lançamento do PROINFA), por meio do contrato de compra e venda de energia (CCVE), de 54 empreendimentos, no montante de 1.422,92 MW (GUIMARÃES; CARVALHO NETO, 2008).

Assim a inserção da energia eólica na matriz energética teve início apenas em 2005. Até essa data, não existia na engenharia brasileira a experiência com empreendimentos eólicos de grande porte (GUIMARÃES; CARVALHO NETO, 2008).

Na verdade, as centrais de geração eólica em operação proporcionaram um avanço significativo da engenharia brasileira, face à necessidade de implantar e operar a partir de 2012 e 2013, especialmente pelos leilões de 2009, 2010 e 2011 (GUIMARÃES; CARVALHO NETO, 2008).

Segundo o Balanço Energético Nacional, em 2015, a capacidade instalada da energia eólica corresponde a 5,41% enquanto a geração hidráulica corresponde a 65% e a térmica equivale a 28% da capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro.

Conforme o Balanço Energético Nacional, a capacidade era aproximadamente de 140858MW, acréscimo de 6945MW comparando-se com a capacidade instalada de 133913MW referente ao ano de 2014. Parte do acréscimo de 6945MW na capacidade instalada total entre os anos de 2014 e 2015 é oriundo da geração eólica cuja contribuição de 2745MW equivalente a 39,5% do crescimento da potência instalada. O Gráfico 5 apresenta a participação por fonte no acréscimo da potência instalada total entre os anos 2014 e 2015.

Gráfico 5 – Participação das Fontes na Expansão da Capacidade Instalada entre os anos de 2014 e 2015.

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2016 *EPE* (2016).

Em 2015 a geração de energia a partir da fonte eólica alcançou um recorde de 21626GWh que corresponde a 3,5% da energia elétrica produzida no país, superando a fonte nuclear que corresponde a 2,4% da energia elétrica produzida do ano. O Gráfico 6 apresenta a oferta interna de energia elétrica para cada tipo de fonte.

Gráfico 6 – Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte.

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2016 *EPE* (2016).

É notório como a energia eólica está ganhando importância no sistema elétrico brasileiro, segundo o Balanço Energético Nacional, 2015, a geração de energia a partir da fonte eólica em 2006 foi de 237GWh enquanto que em 2015 atingiu o patamar de 21626GWh um crescimento bem acentuado nos últimos nove anos.

Conforme Brum et al. (2014), são três os benefícios que advém da energia eólica: primeiro, de contribuir para a redução da emissão de gases poluentes atmosféricos pelas usinas térmicas; segundo, de diminuir a construção de grandes reservatórios para centrais hidrelétricas, que causam um grande impacto ambiental; e, terceiro de complementar com as hidrelétricas, para épocas de estiagem, a possibilidade de armazenamento de água nos reservatórios.

3 – GERAÇÃO EÓLICA

3.1 POTÊNCIA MECÂNICA EXTRAÍDA DO VENTO

Turbinas eólicas são equipamentos responsáveis pela transformação da energia cinética do vento em energia elétrica. A potência mecânica extraída do vento por uma turbina eólica é retratada através da equação (3.1).

$$P_{MEC} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot \pi \cdot r^2 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (3.1)$$

onde:

ρ : densidade do ar [kg/m³];

v : velocidade do vento [m/s];

r : raio do rotor da turbina eólica [m];

$C_p(\lambda, \beta)$: coeficiente de Eficiência de Potência;

$\lambda = \frac{\omega \cdot r}{v}$: *tip speed ratio* é a relação entre a velocidade tangencial das pás da turbina e a velocidade do vento;

β : ângulo de ataque das pás do rotor denominado na literatura como *pitch angle*.

A velocidade do vento, assim como, a densidade e o raio da turbina eólica são variáveis e não controláveis. Portanto, a única forma de controlar a potência mecânica extraída do vento, é controlar o Coeficiente de Eficiência de Potência $C_p(\lambda, \beta)$. Este coeficiente é uma função não linear de λ e β . O valor máximo teórico do coeficiente de eficiência $C_p(\lambda, \beta)$ é de 0,59 de acordo com o limite de Betz¹.

Com a tecnologia existente, o coeficiente de eficiência de uma turbina gira em torno de 0,2 a 0,5. Considerando um valor fixo de β , o coeficiente apresenta um valor máximo para um valor ótimo (λ_{opt}). Por exemplo, se β for igual a zero, o valor máximo do Coeficiente de Eficiência de Potência ocorre para um $\lambda_{opt} = 8$. Para valores de $\lambda < \lambda_{opt}$ o

¹ Albert Betz, físico alemão, em 1919 concluiu que nenhuma turbina eólica pode converter mais do que 16/27 (59,3%) da energia cinética do vento em energia mecânica no rotor. Até aos dias de hoje isto é conhecido como limite de Betz ou lei de Betz (PORTAL DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Conversão Lei de Betz**. Disponível em: <http://energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=60&ID_area=3&ID_sub_area=6>. Acesso em: 4 mai. 2016).

coeficiente de eficiência decresce até zero. Seguindo o mesmo exemplo, para $\beta = 0$, para um $\lambda = 4 < \lambda_{opt} = 8$, o coeficiente é aproximadamente 0,15 (Gráfico 7).

Gráfico 7 – Coeficiente de eficiência de potência versus *tip speed ratio*

Fonte: Abdel; Elkhatab (2011)

Considerando que o *tip speed ratio* representa a divisão entre a velocidade tangencial das pás e a velocidade do vento, o *tip speed ratio* ótimo das turbinas é concebido, em média, com ventos na faixa de 10 a 15 metros por segundo (m/s). Ventos com velocidade superior tendem a gerar estresse mecânico nas pás, além de fazer com o que o equipamento opere acima da sua capacidade nominal. Portanto, se faz necessário um mecanismo de controle de extração de potência mecânica para as turbinas eólicas.

Os métodos mais utilizados de controle são o *stall* e o *pitch*. O *stall* demanda que o projeto do perfil das pás do rotor seja desenhado de modo que entre em estado de perda aerodinâmica para ventos fortes. Por outro lado, o *pitch* lida com o ângulo de ataque das pás denominado como β , o qual pode ser controlado eletronicamente. O primeiro método, utilizado em turbinas de velocidade constante, é mais robusto e apresenta um menor custo. O segundo, aplicado em turbinas de velocidade variável, apresenta uma eficiência energética superior ao do primeiro.

3.2 TURBINAS EÓLICAS HORIZONTAIS E VERTICAIS

As turbinas eólicas podem ser classificadas em função do eixo de rotação. As turbinas do tipo *Horizontal Axis Wind Turbine* (HAWT) apresentam o eixo de rotação paralelo ao plano do solo, conforme Figura 2. As turbinas *Vertical Axis Wind Turbine* (VAWT) tem o eixo de rotação perpendicular ao plano do solo, conforme Figura 3.

Figura 2 – Turbina Eólica de eixo horizontal HAWT

Fonte: Laboratório de Física, 2016

Figura 3 – Turbina Eólica de eixo vertical VAWT

Fonte: Laboratório de Física, 2016

As turbinas de eixo horizontal HAWT apresentam um maior domínio na produção de energia, pois o seu rendimento é superior ao da turbina de eixo vertical VAWT. As turbinas HAWT, geralmente construídas em alturas maiores, estão expostas a ventos mais intensos e menos turbulentos. Como consequência, apresentam um regime de produção de energia menos intermitente, e os esforços dinâmicos são mais regulares, quando comparados com as turbinas de eixo vertical. A turbina de eixo horizontal requer um sistema de alinhamento com o vento, e apresenta maior custo de instalação devido à sua altura, que exige uma maior resistência estrutural da torre.

A turbina de eixo vertical (VAWT) não necessita de um sistema de alinhamento com o fluxo do vento. Como desvantagem, ela apresenta um maior esforço aerodinâmico induzindo fadigas destrutivas ao equipamento, e a sua instalação em baixa altitude não permite aproveitar ventos mais intensos. Construtivamente, o gerador localiza-se mais próximo ao solo, o que facilita a sua montagem. Este tipo de turbina gera um ruído menor quando comparado com as turbinas de eixo horizontal.

3.3 TURBINAS EÓLICAS COM VELOCIDADE FIXA OU VELOCIDADE VARIÁVEL

Um dos fatores que impulsiona o desenvolvimento de turbinas eólicas horizontais com velocidade variável é o aprimoramento da capacidade de transformação da energia cinética dos ventos em energia elétrica. Zinger e Muljadi (1997), por meio de cálculos, demonstraram que as turbinas de velocidade variável podem converter mais energia ao longo do tempo do que as turbinas de velocidade constante.

Com a finalidade de melhorar o rendimento das turbinas de velocidade constante foram criadas turbinas eólicas de duas velocidades denominadas como *dual speed*. Turbina *dual speed* é a aplicação de um gerador de indução em que o número de polos do estator da máquina pode ser comutado entre 6 polos, para baixas velocidades do vento, e 4 polos para ventos mais fortes. Tal aplicação aprimorou a capacidade de conversão de energia das turbinas de velocidade constante.

Na maioria das turbinas com velocidade variável aplica-se a eletrônica de potência que, conseqüentemente, suscita um sistema de controle mais complexo. As desvantagens compreendem custos de fabricação e manutenção mais elevados. É difícil saber qual o melhor projeto, se turbinas de velocidade variável ou fixa, porque o custo de geração é determinado por uma série de fatores e não exclusivamente pela capacidade de conversão de energia da turbina.

3.4 TECNOLOGIA DOS AEROGERADORES

Conforme mencionado nos itens 3.1 e 3.3, as turbinas eólicas são classificadas seguindo-se dois tipos de critérios. O primeiro refere-se à velocidade da turbina, ou seja, se é de velocidade fixa ou variável. O segundo critério diz respeito do método de controle da potência mecânica extraída do vento (*stall*, *pitch control* ou *active pitch control* e *active stall control*).

O método *stall control* é um método de controle passivo no qual as pás das turbinas eólicas são parafusadas em ângulo fixo. O *design* aerodinâmico das pás do rotor é projetado de modo que acarrete perdas aerodinâmicas para ventos fortes. Este método é mais resistente, de menor custo e apresenta menor oscilação no controle da potência mecânica, embora o rendimento seja menos eficaz se comparado com as demais estratégias de controle (ACKERMAN, 2005 p.55).

A característica básica do método de controle *pitch control* é a rotação das pás em torno do seu eixo, alterando desta forma o ângulo de ataque das pás denominado por β . Outro fator relevante é a possibilidade de rastreamento do ponto ótimo do coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$ da turbina. Porém, a principal desvantagem deste método é a oscilação da potência gerada pelo aerogerador na ocorrência de ventos fortes (ACKERMAN, 2005 p.55).

No método *active stall control*, o efeito *stall* das pás do rotor é ativamente controlado pelo ângulo de ataque das pás. Para baixas velocidades do vento, em que o aerogerador não atingiu sua potência nominal, este método funciona de forma semelhante ao método *pitch control*, rastreando o ponto ótimo do coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$ da turbina (ACKERMAN, 2005 p.55).

Para ventos fortes, o sistema de controle *active stall* opera de forma oposta ao método *pitch control*, e altera o ângulo de ataque das pás do rotor, aumentando as perdas aerodinâmicas. Dessa forma, o sistema de controle não permite que o aerogerador opere com sobrecarga e, ao mesmo tempo, mantém a potência nominal sem grandes oscilações. Considerando-se apenas o critério de velocidade fixa ou variável da turbina eólica, os aerogeradores são classificados em A, B, C, e D descritos conforme Figura 4.

Figura 4 – Configurações típicas de turbinas eólicas em função de sua velocidade

Fonte: Ackermann (2005).

Esta classificação de aerogeradores permite a associação entre o controle de potência mecânica e o controle de velocidade das turbinas – fixa ou variável. O Quadro 1

apresenta a correlação entre o controle de potência mecânica e o controle de velocidade em função dos tipos (A, B, C e D) de aerogeradores.

Quadro 1 – Correlação entre controles em função dos tipos de aerogeradores

Controle de Velocidade		Controle de Potência		
		Stall	Pitch	Active Stall
Velocidade Fixa	Tipo A	Tipo A0	Tipo A1	Tipo A2
Velocidade Variável	Tipo B	-	Tipo B1	-
	Tipo C	-	Tipo C1	-
	Tipo D	-	Tipo D1	-

Obs.: o que está “-” indica que este tipo de controle não é aplicado para estes tipos de turbina.

Fonte: Ackerman (2005)

a) Turbinas do tipo A – velocidade fixa

As turbinas do tipo A (Figura 4) são turbinas de velocidade fixa construídas por um gerador de indução com gaiola de esquilo conectado diretamente com a rede via um transformador elevador. Por se tratar de um gerador de indução, há consumo de potência reativa. Por este motivo, utiliza um banco de capacitores para a compensação da potência reativa. Para dar partida nessas máquinas, aplica-se o dispositivo de *soft starter* que garante uma partida suave.

A dinâmica das flutuações do vento é mais rápida do que a dinâmica do sistema de controle de potência mecânica. Por isso, independente do sistema de controle de potência mecânica em uma turbina eólica de velocidade constante, as variações do vento são convertidas em variações na potência elétrica gerada.

A principal desvantagem desta tipologia, devido à ausência do sistema de controle de velocidade, é a máquina requer suporte para o estresse mecânico gerado pelas oscilações do vento. Além disso, demanda a instalação em uma rede elétrica forte, de forma que as oscilações de potência elétrica não gerem flutuação na tensão no seu ponto de conexão.

b) Turbinas A0 – Stall Control

As turbinas de velocidade fixa, que aplicam a metodologia *stall* no controle de potência mecânica, foram muito utilizadas nas décadas de 1980 e 1990. Tornaram-se populares devido ao menor custo, simplicidade e robustez. Porém, durante a partida das turbinas A0 não há o controle de sua potência de arranque, por ser um controle passivo que não é tão eficiente quanto aos demais métodos de controle A1 (*Pitch Control*) e A2 (*Active Stall Control*).

c) Turbinas A1 – *Pitch Control*

As principais vantagens da turbina A1 compreendem melhor controle da potência gerada, através da variação do ângulo de ataque das pás do rotor e maior controle na potência de arranque da turbina, assim como, na frenagem de emergência. A desvantagem mais crítica deste tipo de turbina é que para ventos de grande velocidade, mesmo com pequenas variações em sua velocidade, ocasiona grandes variações na potência gerada, uma vez que o sistema *Pitch* de controle não é rápido o suficiente para evitar tais variações na potência.

d) Turbinas A2 – *Active Stall*

No quesito controle de potência mecânica este tipo de turbina mantém as mesmas características de desempenho do tipo A0. Por aplicar uma combinação da metodologia *stall* com o mecanismo de *Pitch Control* resulta em um melhor desempenho da turbina. Em razão da variação do ângulo de ataque das pás do rotor, há um maior controle das partidas e frenagens da turbina. A principal desvantagem é o custo elevado decorrente de um sistema de controle mais complexo.

e) Turbinas de velocidade variável

Ao considerar a limitação de potência, o conceito de turbinas de velocidade variável é aplicado somente com o mecanismo *fast Pitch*, que controla com uma dinâmica mais rápida, a potência mecânica extraída pela turbina. As metodologias de controle *Stall* ou *Active Stall* não são aplicadas em turbinas de velocidade variável. A não aplicabilidade dessas duas metodologias ocorre porque estas não apresentam capacidade para uma rápida redução da potência mecânica.

f) Turbinas B1

As turbinas do tipo B são construídas através de um gerador de indução, com o rotor bobinado e conectado diretamente com a rede via um transformador elevador. Por se tratar de um gerador de indução, há um consumo de potência reativa, e por este motivo, aplica-se um banco de capacitores para compensação. Na partida dessas máquinas, utiliza-se o dispositivo *soft starter* garantindo que ela seja suave para a rede elétrica.

A singularidade das turbinas do tipo B encontra-se na resistência rotórica variável da máquina. Esta resistência é controlada por um conversor óptico, montado no eixo do motor, o qual elimina a necessidade de anéis coletores dispendiosos que demandam escovas e manutenção.

Ao variar a resistência do rotor, controla-se o escorregamento e, conseqüentemente, a velocidade de rotação da máquina. O intervalo de variação do controle da velocidade de rotação depende da variabilidade da resistência rotórica. Tipicamente o intervalo de controle de velocidade varia entre 0 a 10% acima da velocidade síncrona.

g) Turbinas C

As turbinas do tipo C conhecidas como DFIG, apresentam o estator diretamente conectado com a rede. O rotor da máquina é excitado através de dois conversores que processam aproximadamente 1/3 da potência nominal da máquina (J.Barsch, 2012).

Quando o aerogerador está operando na velocidade subsíncrona o conversor do rotor injeta corrente de sequência positiva, de forma que, a frequência de rotação mecânica da máquina somado com a frequência da corrente rotórica equivale a frequência síncrona (J.Barsch, 2012).

Na condição em que o aerogerador opera na velocidade síncrona o conversor do rotor injeta uma corrente contínua no rotor da máquina (J.Barsch, 2012).

No estado em que o aerogerador está operando na velocidade sobre síncrona o conversor do rotor injeta corrente de sequência negativa, de forma que, a frequência de rotação mecânica da máquina subtraído com a frequência da corrente rotórica equivale a frequência síncrona (J.Barsch, 2012).

h) Turbinas D1

As turbinas do tipo D podem ser construídas com três opções de configuração para máquinas elétricas, tais como: geradores de indução com rotor bobinado, geradores síncronos com rotor bobinado ou geradores síncronos de ímã permanente.

A sua singularidade encontra-se na aplicação de um conversor de frequência, responsável pelo processamento de toda a energia gerada pela turbina. Diferente das turbinas do tipo C, as turbinas do tipo D são conectadas à rede elétrica através destes conversores denominados na literatura como *full converter*.

A finalidade desses conversores, além de fazer a compensação da potência reativa, é a de permitir uma partida suave da turbina. Esses conversores possuem dois estágios. O primeiro estágio é o da transformação da energia alternada em energia contínua – processo conhecido como retificação. O segundo estágio é a transformação da energia contínua em energia alternada que é entregue à rede em frequência e tensões nominais.

O estágio de energia contínua permite à máquina gerar energia em frequências diferentes da frequência nominal de rede. Por esta razão as turbinas do tipo *full converter* apresentam uma operação em um amplo intervalo de velocidades.

Na Figura 4, a caixa de engrenagens, conhecida como *gear box*, está tracejada, pois existem turbinas que não a utilizam. Neste caso, são aplicados geradores multipolares de grande diâmetro em substituição à caixa de engrenagens *gear box*.

3.5 INTEGRAÇÃO DAS CENTRAIS EÓLICAS COM O SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

A integração de novas instalações de geração, seja eólica, solar, térmica ou hidráulica com o Sistema Interligado Nacional (SIN) não é trivial. O processo de integração é regulamentado pelo submódulo 24.2 do ONS “Integração de uma instalação de geração ao Sistema Interligado Nacional” que normatiza os procedimentos para integralização das novas unidades geradoras com o sistema elétrico brasileiro, como também, atribui responsabilidades

entre os agentes de geração, transmissão ou distribuição, envolvidos no projeto e o Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS).

3.5.1 Descrição das etapas do processo – submódulo 24.2

No processo de integração de uma unidade geradora realizam-se diversas etapas, que podem ser desenvolvidas de forma simultânea. Nesse sentido, o Quadro 2 apresenta a abrangência dessas etapas.

Quadro 2 – Etapas do processo de integração de uma unidade geradora

Etapas	Descrição
Consulta de acesso	É o primeiro contato quando o agente de geração obtém as primeiras informações em relação às condições para integração de suas instalações. Essa consulta, facultativa, é feita antes da formalização da solicitação de acesso.
Reuniões	Ocorrem com os agentes envolvidos e ONS, com a finalidade de esclarecimento das etapas de integração e atividades de operação que envolve o agente de geração. Também estabelece o planejamento do cronograma de integração da instalação.
Análise de viabilidade técnica da integração	Realizada a solicitação de acesso analisa-se o impacto da integração da nova instalação ao SIN (Sistema Interligado Nacional) em que são definidas as condições de acesso. O resultado da Análise de Viabilidade técnica é a emissão do Parecer de Acesso documento que formaliza as condições de acesso.
Celebração de contratos	De uso e de conexão aos sistemas de transmissão / distribuição.
Associação do agente de geração ao ONS	Nos casos em que tal associação for exigida pela regulamentação vigente.
Definição dos centros de operação	Para relacionamento entre o ONS e o agente de geração.
Estudos pré-operacionais	Execução dos estudos pré-operacionais.
Inserção da instalação	Participação do agente de geração nas atividades do ONS pertinentes a essa instalação.
Preparação da instalação pelo agente de geração	Implementação na instalação dos sistemas de proteção, de supervisão hidrológica, de medição para faturamento, de supervisão e controle com o fornecimento dos dados relativos aos pontos supervisionados pelos sistemas de supervisão e controle.
Elaboração e implantação dos documentos constantes do Manual de Procedimento de Operação	Destinados a orientar as ações relacionadas à instalação.
Análise, programação e realização de intervenções	Análise e planejamento das atividades realizadas no sistema para conexão da instalação ao SIN e realização dos ensaios de comissionamento, com base na programação de testes, encaminhada pelo agente de geração.
Emissão da Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede	Para início da Operação em Teste (DAPR-T).
Testes de comissionamento	Realização e acompanhamento.
Emissão da Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede	Para início da Operação Provisória (DAPR-P).
Emissão da Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede	Para início da Operação em caráter definitivo (DAPR-D).

Declaração de Inexistência de Relacionamento	Somente será emitida pelo ONS para o agente de geração detentor de usina classificada na modalidade tipo III que não apresenta impacto no planejamento e operação do SIN.
--	---

Fonte: Submódulo 24.2, rev. 1

3.5.2 Estudos pré-operacionais

Os estudos pré-operacionais compõem uma análise do regime permanente, da estabilidade eletromecânica, de transitórios eletromagnéticos e das demais análises pertinentes, de modo a assegurar a operação da nova instalação e estabelecer a necessidade de novas proteções sistêmicas ou em casos de necessidade, o reajuste das proteções existentes. O ONS elabora o Relatório de Estudo Pré-Operacional que aborda os seguintes conteúdos:

- a) Análise do desempenho elétrico do sistema com a entrada da nova instalação;
- b) Definição de novos Sistemas Especiais de Proteção (SEP) ou alterações dos ajustes já existentes;
- c) Definição da alteração de estrutura ou de ajustes em equipamentos de controle sistêmico;
- d) Definição de novas proteções sistêmicas ou alteração de ajustes existentes;
- e) Diretrizes para elaboração de instruções de operação;
- f) Definição de restrições operativas;
- g) Diretrizes para recomposição do sistema;
- h) Diretrizes para a energização e desenergização da nova instalação;
- i) Recomendações.

As diretrizes e critérios para elaboração destes estudos são encontrados no Submódulo 23.3 do ONS – Diretrizes e critérios para estudos elétricos. Neste trabalho serão abordados apenas os critérios e diretrizes para os estudos harmônicos.

3.5.3 Critérios e diretrizes para o estudo de Harmônicos

Os critérios e diretrizes para o estudo de harmônicos contidos no Submódulo 23.3 - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos são:

- a) O método do Lugar Geométrico é o recomendado para ser aplicado no cálculo das impedâncias/admitâncias da rede básica, vistas do Ponto de Acoplamento Comum (PAC) da futura instalação. Para a aplicação do método do LG

consideram as diversas condições de carga (leve, média e pesada) para os cenários trianuais, assim como, as condições de contingência dos elementos, com a finalidade de se determinarem a nuvem de pontos das admitâncias da rede externa;

- b) O LG deve ser representado por meio de figuras geométricas (setor anular, polígono). Especialmente para o caso de geração eólica e solar o LG poderá ser representado alternativamente pelo Polígono de n lados;
- c) Considerar na modelagem de filtros o efeito da dissintonia devido à variação da capacitância por temperatura, por falhas de elementos internos de unidades capacitivas e por desajustes de tapes dos reatores;
- d) Modelar o efeito da variação da frequência sobre os parâmetros elétricos (resistência, reatância) dos equipamentos tais como linhas de transmissão, transformadores, reatores, etc.;
- e) As correntes harmônicas (I_h), utilizadas no cálculo da máxima distorção harmônica no PAC, são determinadas a partir dos valores de correntes harmônicas geradas por cada um dos equipamentos não lineares presentes na instalação. Para equipamentos tais como fornos a arco, aerogeradores e dispositivos utilizados em instalações industriais baseados em eletrônica de potência, admite-se que sejam utilizados valores de correntes harmônicas informados pelos fabricantes, baseados em medição.

3.5.4 Indicadores de desempenho para o estudo harmônico

Os indicadores e critérios de desempenho estão contidos no submódulo 2.8 do ONS. Nesta seção, apresentam-se os limites individuais (Tabela 3). Os conceitos sobre harmônicos serão apresentados no capítulo subsequente.

Tabela 3 – Limites individuais de distorção harmônica de tensão em % da tensão fundamental

13.8kV ≤ V < 69kV				V ≥ 69kV			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem	Valor	Ordem	Valor	Ordem	Valor	Ordem	Valor
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		Todos	0,6%			Todos	0,3%
≥ 27	0,7%			≥ 27	0,4%		
DTHTS95%=3%				DTHTS95%=1,5%			

4 – HARMÔNICOS

4.1 DEFINIÇÃO

O termo ‘harmônico’ originou-se, inicialmente, da acústica que descrevia a frequência de vibração de uma corda, sendo esta múltipla da frequência fundamental. Semelhantemente com os sinais elétricos, o termo harmônico é definido como conteúdo do sinal, cuja frequência é múltipla da frequência fundamental. Desta forma, define-se o conceito de distorção harmônica total (THD) dada pela equação (4.1).

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} \left[\frac{(X_h)^2}{(X_1)^2} \right]} \times 100\% \quad (4.1)$$

onde:

X_h : tensão ou corrente da ordem harmônica h;

X_1 : tensão ou corrente da frequência fundamental.

A distorção harmônica total de corrente ou tensão é um índice utilizado como figura de mérito para a avaliação em regime permanente da tensão e da corrente no sistema elétrico.

4.2 FONTES HARMÔNICAS

As principais fontes responsáveis pela geração de harmônicos no sistema elétrico são:

- Transformadores;
- Máquinas elétricas (síncronas e assíncronas);
- Cargas não lineares;
- Centrais de Geração Eólica.

4.2.1 Transformadores

Por motivos econômicos, os transformadores operam próximo da região de saturação da curva de magnetização; desta forma, na condição em que o equipamento opere com carga

baixa e sobretensão, acaba levando a sobre-excitação do transformador, fazendo com que opere na região de saturação da curva de magnetização. Como consequência, apresenta uma corrente de excitação rica em harmônicos de terceira e quinta ordem (ARRIGALA; BRADLEY, 1985 p.98).

4.2.2 Máquinas elétricas (síncronas e assíncronas)

Os enrolamentos do estator das máquinas síncronas e assíncronas não são uniformemente distribuídos. Nesse sentido, o comportamento da força magnetomotriz nestes enrolamentos não é senoidal, sendo assim, a corrente nestes enrolamentos apresenta componentes harmônicos.

A Tabela 4 apresenta os harmônicos típicos produzidos por uma máquina assíncrona de rotor bobinado.

Tabela 4 – Harmônicos típicos produzidos por um motor de indução de rotor bobinado.

Frequência (Hz)	% Corrente da fundamental	Causas
20	3,0	Desbalanceamento de polos
40	2,4	Desbalanceamento do circuito de fase do rotor
50	100,0	Frequência fundamental
80	2,3	Desbalanceamento de polos
220	2,9	Quinta e sétima harmônicas
320	3,0	
490	0,3	Décima primeira e décima terceira harmônicas
590	0,4	

Fonte: Arrillaga; Bradley; Bodger (1985).

4.2.3 Cargas não lineares

As cargas não lineares são compostas por retificadores e inversores responsáveis pelo processamento da energia elétrica. Como consequência do chaveamento desses equipamentos ocorre à injeção de correntes harmônicas na rede elétrica.

4.2.4 Centrais de Geração Eólica

Muito se têm discutido sobre o impacto harmônico das Centrais de Geração Eólica. O trabalho (LIU; LARA; SILVA, s.d.) faz um estudo de sensibilidade da distorção harmônica conectando a CGE em diferentes subestações com níveis de curto circuito diferentes. O trabalho conclui que a distorção harmônica calculada pelo método do Lugar Geométrico varia em função do nível de curto circuito do PAC. Sistemas mais fortes, com maior nível de curto circuito, são menos susceptíveis às distorções harmônicas. Este artigo incentivou o estudo de sensibilidade da Distorção Harmônica frente à variação dos parâmetros da rede interna da CGE que é apresentado no capítulo seis.

O trabalho (YANG et al., 2014) faz a análise da emissão de corrente harmônica de três tipos de turbinas eólicas frente a variação da potência ativa gerada. O respectivo artigo conclui que os três tipos de turbina apresentam diferente espectro harmônico frente a variação de potência e que, para os três tipos de turbina, não há uma relação entre a Distorção Harmônica Total de corrente e a potência ativa gerada. Entretanto, identificou-se que houve um comportamento ascendente da Distorção Interharmônica de corrente e a potência gerada pelos três tipos de turbina.

Outro trabalho importante é o de (YANG; BOLLEN AND LARSSON, 2014), o qual faz a análise de como as correntes harmônicas emitidas por diferentes turbinas se comportam na rede interna coletora da CGE. O artigo demonstra que as correntes interharmônicas apresentam uma distribuição angular uniforme distribuída em torno da origem do plano complexo, enquanto que as correntes harmônicas apresentam uma distribuição angular não uniforme centralizada em um ponto distinto da origem no plano complexo o que acaba influenciando no efeito de agregação ou cancelamento destas correntes.

Como pode-se observar, o tema sobre harmônicos em Parques Eólicos é recente e ainda não está consolidado na área de engenharia elétrica.

4.3 MÉTODO DO LUGAR GEOMÉTRICO

Para efetuar a avaliação harmônica, torna-se necessária a modelagem tanto da rede interna do acessante, como também, da rede externa, que é nada mais que o Sistema

Interligado Nacional (SIN). Na modelagem da rede externa, surge a questão de como modelar um sistema das dimensões do SIN e que, ainda, apresenta variabilidade no seu modo de operação.

Em face desta questão, o Operador Nacional do Sistema Elétrico recomenda o método do ‘lugar geométrico’ para os estudos do comportamento harmônicos dos novos acessantes à rede básica, cujas instalações apresentem cargas não lineares significativas, são modeladas como fontes harmônicas de corrente, gerando distorções harmônicas de tensão.

Este método caracteriza-se pela aplicação de um equivalente de Norton, visto que a partir do Ponto de Acoplamento Comum (PAC), conforme Figura 5. Onde $[Y_{in}(h)]$ representa a admitância equivalente da rede interna, vista do PAC, enquanto, que $[Y_e(h)]$ representa o ‘lugar geométrico’ das admitâncias equivalentes da rede externa, vistas do PAC. Conhecida como fonte de corrente de Norton, $I(h)$ representa a fonte de corrente equivalente da rede interna, vista a partir do PAC.

Figura 5 – Circuito equivalente de Norton a partir do Ponto de Acoplamento Comum

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

Para uma ordem harmônica “h”, o Lugar Geométrico (LG) da admitância externa $[Y_e(h)]$ é construído por um envoltório que contém um conjunto de pontos da ordem harmônica “h”, como também, das ordens interharmônicas $(h-0,5; h+0,5)$ com incremento de $\pm 0,1h$. O cálculo desse conjunto de pontos é realizado conforme o fluxograma da Figura 6.

Figura 6 – Fluxograma Determinação dos pontos de admitância/impedância harmônicas da rede externa.

Fonte: Autor

Para o estudo de harmônicos, não está consolidado na literatura o impacto que a representação das cargas pode gerar nos cálculos da distorção harmônica. Há incertezas quanto aos aspectos relativos a representação da carga, e também o seu impacto na análise do estudo de desempenho harmônico, quando considera o sistema íntegro e degradado e o tipo do lugar geométrico. Não há uma unanimidade a nível internacional quanto a maneira mais segura de representação das cargas. Diante disso, o Operador Nacional do Sistema propõe duas alternativas.

A primeira alternativa é o desligamento das cargas para o cálculo das admitâncias/impedâncias harmônicas da rede conforme informa o fluxograma da Figura 6. Esta alternativa constitui o caso mais severo e é alternativa adotada neste trabalho. A segunda alternativa, é a representação da carga de uma forma mais detalhada e seguindo uma série de requisitos conforme consta em (ONS, 2016).

A envoltória do método de Lugar Geométrico pode ser constituída por dois métodos: Método do setor anular e Método do polígono de “n” lados.

4.3.1 Envelope do lugar geométrico [$Y_e(h)$] Método do Setor Anular

Conforme a Figura 7, o setor anular é criado a partir de quatro pontos: A, B, C e D.

- *Ponto A:* é formado pelo menor módulo e maior ângulo do conjunto de pontos de admitâncias harmônicas da rede externa;
- *Ponto B:* é formado pelo maior módulo e maior ângulo do conjunto de pontos de admitâncias harmônicas da rede externa;
- *Ponto C:* é formado pelo menor módulo e menor ângulo do conjunto de pontos de admitâncias harmônicas da rede externa;
- *Ponto D:* é formado pelo maior módulo e menor ângulo do conjunto de pontos de admitâncias harmônicas da rede externa;

Figura 7 – Pontos de referência para formação do envelope do lugar geométrico (setor anular).

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

4.3.2 Envelope do lugar geométrico [$Y_e(h)$] Método do Polígono de n lados

No método do Polígono a envoltória é constituída por Polígonos convexos conforme Figura 8. Os pontos em vermelho simbolizam os pontos de admitância/impedância da rede externa. É importante ressaltar que os vértices do Polígono convexo compreendem os pontos mais externos do envelope.

Figura 8 – Método do Polígono para a formação do envelope do lugar geométrico. Em vermelho estão os pontos que simbolizam as admitâncias/impedâncias da rede externa.

Fonte: Autor.

Segundo (ONS, 2016) a metodologia do Polígono de “n” Lados representa a rede externa de uma forma menos conservadora do que a metodologia do Setor Anular apresentada no item 4.3.1. Além do mais, os valores de distorção harmônica obtidos por meio do método dos Polígonos de “n” lados, apresentam uma maior probabilidade de ocorrerem, impactando em projetos de filtros harmônicos menos robustos e consequentemente um custo financeiro mais baixo.

4.3.3 Fonte de Corrente Harmônica I(h)

O valor de I(h) no PAC, é calculado a partir das correntes geradas nas cargas não lineares presentes na instalação da rede interna. Tais valores são determinados por simulação ou medição.

Destaca-se, portanto, que os valores das correntes harmônicas, geradas por equipamentos tipo conversor, quando obtidas por simulação, devem compreender os máximos individuais por harmônico. Esses valores são normalmente informados pelo fabricante. Nos parques eólicos, existem inúmeros aerogeradores responsáveis pela emissão de correntes.

A dificuldade decorrente do estabelecimento dos ângulos foi considerada, entre as correntes geradas por diferentes fontes, para uma mesma ordem harmônica. A corrente resultante poderá ser obtida por meio da equação (4.2) oriunda da norma IEC61000-3-6 em que os ângulos das correntes ($I_{h,i}$) não são levados em consideração no cálculo da respectiva equação. Enquanto que a abordagem realizada por (YANG; BOLLEN; LARSSON, 2014), os ângulos das correntes harmônicas foram levados em consideração em suas análises.

$$I_{h,total} = \left[\sum_{i=1}^N (I_{h,i})^a \right]^{\frac{1}{a}} \quad (4.2)$$

onde:

h : É a ordem harmônica;

N : Número total de fontes harmônicas;

$I_{h,i}$: É a corrente harmônica no PAC gerada pela i-ésima fonte harmônica;

a : É o coeficiente que depende da ordem harmônica conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Coeficiente “ a ” para o cálculo da corrente harmônica equivalente

a	Ordem Harmônica
1	$h < 5$
1,4	$5 \leq h \leq 10$
2	$h > 10$

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (2016).

4.3.4 Obtenção do $Y_{\min}(h)$ e cálculo da distorção harmônica máxima

Por definição, $Y_{\min}(h)$ é a menor distância entre o negativo da admitância da rede interna $-Y_{in}(h)$ até o envoltório do lugar geométrico da admitância da rede externa, conforme Figuras 9 e 10.

Figura 9 – Método do lugar geométrico em vermelho é o negativo da admitância interna $[-Y_{in}(h)]$ e em azul é o $[Y_{\min}(h)]$ e em rosa é o $[Y_e(h)]$.

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

Figura 10 – Método do lugar geométrico em vermelho é o negativo da admitância interna $[-Y_{in}(h)]$ e em azul é o $[Y_{min}(h)]$ e em rosa é o $[Y_e(h)]$.

Fonte: Autor.

O cálculo do $Y_{min}(h)$ pode ser interpretado pela soma vetorial da envoltória de admitância da rede externa $Y_e(h)$ com o $Y_{in}(h)$ que é equivalente à subtração vetorial da envoltória de admitância da rede externa $Y_e(h)$ com o negativo da admitância da rede interna conforme a equação (4.3).

$$\begin{aligned} Y_{min}(h) &= Y_e(h) + Y_{in}(h) \\ Y_{min}(h) &= Y_e(h) - [-Y_{in}(h)] \end{aligned} \quad (4.3)$$

Uma vez estabelecido o envelope para cada harmônica e o $Y_{min}(h)$ correspondente, a distorção é calculada através da equação (4.4).

$$d_{MAX}(h) = \frac{I(h)}{Y_{min}(h)} \times 100\% \quad (4.4)$$

onde:

$I(h)$: Fonte de Corrente Harmônica equivalente conforme equação (4.2) dada em pu;

$Y_{min}(h)$: Admitância mínima dada em pu;

Por meio de (4.3) e (4.4) pode-se observar que, quando os módulos entre $Y_e(h)$ e o negativo da admitância interna $-[Y_{in}(h)]$ estão próximos e, quanto menor for a diferença angular entre as duas grandezas, menor será o valor do $Y_{min}(h)$ e, conseqüentemente, maior será a distorção harmônica gerada. Uma vez que o modelo utilizado é de um circuito monofásico de Norton, a distorção harmônica obtida é em porcentagem da tensão nominal de fase do sistema.

4.3.5 Correção da Resistência devido ao efeito Skin

Para os cálculos dos pontos de admitância harmônica tanto a rede externa como da rede interna, efetua-se a correção da resistência por meio de (4.5).

$$R(f) = R(f_0) \cdot \left[A \cdot \left(\frac{f}{f_0} \right)^{Alfa} + B \cdot \left(\frac{f}{f_0} \right)^{Beta} + C \right] \quad (4.5)$$

onde:

f_0 : Frequência fundamental (Hz);

$R(f_0)$: Resistência na frequência fundamental (Ω).

Os parâmetros Alfa, Beta, A, B e C dependem do tipo de elemento de rede, isto é, se a resistência a ser corrigida será de uma linha de transmissão ou transformador ou até mesmo de uma máquina conforme Tabela 6.

Tabela 6 – Parâmetros para Correção da resistência em função da frequência

Elemento de Rede	Alfa	Beta	A	B	C
LT ou Cabos	0,7316	0,7158	-1,243	1,549	0,6
Transformadores	1,909	1,5	0,1431	-0,08121	0,91
Máquinas	0,8802	0,8069	-0,8222	1,37	0,6

Fonte: Software HarmZs versão 1.9.2 (2011)

5 – ESTUDO DO CASO BASE

Neste capítulo é aplicada a teoria desenvolvida no capítulo anterior por meio do estudo base de uma Central de Geração Eólica.

5.1 ESTUDO BASE DE UMA CENTRAL DE GERAÇÃO EÓLICA

Serão apresentadas neste estudo base, a aplicação de duas metodologias do Lugar Geométrico (LG). Ambas metodologias (Setor anular e método do Polígono convexo) serão aplicadas em uma central de geração eólica (CGE) conectada na subestação (SE) João Câmara III 138kV no estado do Rio Grande do Norte.

Conforme mencionado no capítulo anterior, a diferença entre as metodologias do Lugar Geométrico (LG) se baseia apenas na forma de construção da envoltória que delimita o conjunto de pontos da rede externa. A primeira metodologia do lugar geométrico, a ser aplicada, será a de Setor Anular, que conforme mencionado no capítulo 4.3.1 a envoltória é construída a partir de quatro pontos, tomando a forma anular. A segunda metodologia do Polígono, conforme mencionado no capítulo 4.3.2, a envoltória é caracterizada por um Polígono convexo envolvendo todos os pontos da rede básica.

A CGE é composta por três parques eólicos, onde o parque 3 é idêntico ao parque 2. Portanto, para simplificar o diagrama unifilar, a Figura 11 apresenta, em detalhes, apenas os parques 1 e 2. Em relação a CGE, considerou-se que todas as turbinas eólicas são do tipo DFIG com potência ativa nominal de 2MW. As Tabelas de 7 a 10 apresentam os dados da rede interna.

Figura 11 – Unifilar da Central de Geração Eólica (CGE).

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

Tabela 7 – Dados dos cabos de média tensão da rede coletora

Seção (mm ²)	R1 Ω/km	X1 Ω/km	XC1 Ωxkm
150	0,2647	0,1500	14424,765
240	0,1813	0,1376	12392,097
400	0,1017	0,1271	10236,276

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

Tabela 8 – Dados dos Transformadores Elevadores dos Aero geradores

Potência	Impedância	Tensão Primária/Secundária	Conexão
2,35MVA	11,6% (2,35MVA)	690V/34500V	Ynd1

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

Tabela 9 – Dados dos Transformadores Principais

Potência	Impedância	Tensão Primária/Secundária	Conexão
38MVA/50MVA	10% (38MVA) 26,31% (100MVA)	138kV/34500V	Ynd1

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

Tabela 10 – Dados da Linha de Transmissão 138kV entre CGE e a SE João Câmara II 138kV

R1[Ω/km]	X1[Ω/km]	R0[Ω/km]	X0[Ω/km]	Yc[μS/km]	L[km]
0,027036	0,299922	0,325625	1,68973	5,61045	25

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

No estudo de harmônicos, as turbinas eólicas são modeladas por fontes de correntes harmônicas, desta forma, os fabricantes das turbinas eólicas fornecem uma tabela da injeção de corrente harmônica em função da potência nominal da turbina.

Conforme consta nos procedimentos de rede, para a elaboração do estudo harmônico são considerados apenas a máxima injeção de corrente harmônica para cada ordem. A Tabela 11 indica as injeções máximas de correntes harmônicas de cada ordem harmônica, emitida individualmente por cada turbina eólica em função de sua corrente nominal (1673A) no terminal de baixa tensão (690V). A conexão do tipo delta, do enrolamento secundário dos transformadores elevadores de cada aerogerador, opera como filtro de sequência zero para as correntes harmônicas múltiplas da terceira harmônica.

Por essa razão, na Tabela 11, as correntes harmônicas múltiplas da terceira ordem não foram consideradas, visto que as mesmas não se propagarão para a rede de média tensão da CGE.

Tabela 11 – Injeções máximas de correntes harmônicas de cada ordem harmônica em relação à frequência fundamental de 60Hz emitida individualmente por cada Turbina Eólica.

Ordem	% I_N	I [A]	Ordem	% I_N	I [A]
1	98,008	1639,674	26	0,057	0,953
2	0,183	3,061	28	0,04	0,669
4	0,137	2,292	29	0,104	1,739
5	1,085	18,152	31	0,043	0,719
7	1,255	20,996	32	0,025	0,418
8	0,105	1,756	34	0,017	0,284
10	0,07	1,171	35	0,036	0,602
11	0,377	6,307	37	0,025	0,418
13	0,332	5,554	38	0,018	0,301
14	0,077	1,288	40	0,018	0,301
16	0,04	0,669	41	0,066	1,104
17	0,122	2,041	43	0,023	0,384
19	0,155	2,593	44	0,008	0,133
20	0,107	1,790	46	0,005	0,083
22	0,117	1,957	47	0,008	0,133
23	0,273	4,567	49	0,005	0,083
25	0,095	1,589	50	0,003	0,050

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

A Tabela 12 apresenta as injeções de corrente harmônica no PAC referente ao conjunto total de turbinas da CGE. Os respectivos valores de correntes estão em p.u. na base 100MVA e 138kV. As correntes da Tabela 12 foram obtidas através da equação (4.2). São essas correntes que são utilizadas no cálculo da distorção harmônica de tensão.

Tabela 12 – Injeções máximas de correntes harmônicas de cada ordem harmônica em pu base 100MVA 138kV emitidas no PAC referente ao conjunto total de turbinas da CGE.

Ordem	I (pu)	I [A]	Ordem	I (pu)	I [A]
2	0,001833	0,766879	28	8,68E-6	0,003631
4	0,001706	0,713938	29	2,19E-5	0,00917
5	0,00549	2,296649	31	8,72E-6	0,003648
7	0,014968	6,262198	32	5,02E-6	0,002102
8	0,006434	2,691847	34	3,43E-6	0,001434
10	0,000469	0,196289	35	7,36E-6	0,003079
11	0,000686	0,287142	37	5,41E-6	0,002263
13	0,00033	0,137875	38	4,08E-6	0,001708
14	6,14E-5	0,025706	40	4,78E-6	0,001999
16	2,26E-5	0,00946	41	1,99E-5	0,008313
17	5,99E-5	0,025078	43	8,77E-6	0,003670
19	6,02E-5	0,025203	44	3,64E-6	0,001524
20	3,77E-5	0,015762	46	3,16E-6	0,001322
22	3,48E-5	0,014573	47	5,12E-6	0,002141
23	7,57E-5	0,031676	49	4,16E-6	0,001741
25	2,34E-5	0,009788	50	3,28E-6	0,001371
26	1,34E-5	0,005593	-	-	-

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

5.1.1 Resultados

Para que a CGE seja aprovada no estudo harmônico, é necessário que a distorção para cada ordem harmônica, assim como, a THD (Distorção Harmônica Total) respeite os limites individuais conforme Tabela 3.

A Tabela 13 apresenta a distorção harmônica individual para cada ordem como também a THD (Distorção Harmônica Total) na barra do PAC SE João Câmara III, aplicando-se a metodologia do Setor Anular. Enquanto a Tabela 14 apresenta o módulo da admitância mínima (Y_{min}) calculado pelo método do Setor Anular.

A Tabela 15 apresenta a mesma informação contida na Tabela 13 e a Tabela 16 apresenta a mesma informação da Tabela 14. Porém, foi considerado a aplicação da metodologia do Polígono.

Tabela 13 – Distorções Harmônicas Individuais na SE João Câmara III obtida pelo Método Setor Anular.

h	Distorção harmônica [%U_N]	h	Distorção harmônica [%U_N]
2	0,0696	27	0
3	0	28	0,0013
4	0,1185	29	0,0030
5	0,7974	30	0
6	0	31	0,0004
7	6,2541	32	0,0003
8	0,0865	33	0
9	0	34	0,0004
10	0,0242	35	0,0007
11	0,2776	36	0
12	0	37	0,0015
13	0,1962	38	0,0041
14	0,0350	39	0
15	0	40	0,0039
16	0,0005	41	0,0142
17	0,0021	42	0
18	0	43	0,0045
19	0,0144	44	0,0015
20	0,0018	45	0
21	0	46	0,0008
22	0,0011	47	0,0010
23	0,0048	48	0
24	0	49	0,0004
25	0,0007	50	0,0001
26	0,0005	THD=6,3161%U _N	

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

Tabela 14 – Módulo da Admitância Mínima em pu na base 100MVA 138kV obtida pelo Método do Setor Anular.

h	Módulo Admitância Mínima Y_{MIN} [pu]	h	Módulo Admitância Mínima Y_{MIN} [pu]
2	2,636	27	0,2285
3	1,2914	28	0,6516
4	1,4394	29	0,7245
5	0,6885	30	1,6806
6	2,1272	31	1,9621
7	0,2393	32	1,7392
8	7,4421	33	1,5119
9	1,3331	34	0,8713
10	1,9354	35	1,0184
11	0,2471	36	0,7457
12	1,6124	37	0,3519
13	0,1682	38	0,0998
14	0,1753	39	0,1215
15	2,7950	40	0,1237
16	4,8676	41	0,1400
17	2,8306	42	0,5489
18	1,2159	43	0,1942
19	0,4190	44	0,2428
20	2,1389	45	0,3159
21	4,2434	46	0,3882
22	3,2964	47	0,4946
23	1,5848	48	0,6730
24	1,4808	49	0,9920
25	3,4510	50	3,0411
26	2,5826		

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

Tabela 15 – Distorções Harmônicas Individuais na SE João Câmara III obtida pelo Método Polígono

H	Distorção harmônica [%U _N]	H	Distorção harmônica [%U _N]
2	0,0687	27	0
3	0	28	0,0015
4	0,0944	29	0,0022
5	0,4493	30	0
6	0	31	0,0004
7	2,6819	32	0,0003
8	0,0843	33	0
9	0	34	0,0003
10	0,0235	35	0,0008
11	0,1226	36	0
12	0	37	0,0014
13	0,0568	38	0,0033
14	0,0124	39	0
15	0	40	0,0029
16	0,0005	41	0,0103
17	0,0021	42	0
18	0	43	0,0034
19	0,0121	44	0,0015
20	0,0046	45	0
21	0	46	0,0008
22	0,0011	47	0,0010
23	0,0045	48	0
24	0	49	0,0003
25	0,0007	50	0,0001
26	0,0005	THD=2,7266%U _N	

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

Tabela 16 – Módulo da Admitância Mínima em pu na base 100MVA 138kV obtida pelo Método do Polígono.

h	Módulo Admitância Mínima Y_{MIN} [pu]	h	Módulo Admitância Mínima Y_{MIN} [pu]
2	2,6669	27	0,5751
3	1,2579	28	0,5612
4	1,8074	29	0,9749
5	1,2220	30	1,8151
6	1,8824	31	1,9621
7	0,5581	32	1,7392
8	7,6365	33	1,5120
9	1,4179	34	1,0684
10	1,9953	35	0,9726
11	0,5594	36	0,7467
12	1,8708	37	0,3899
13	0,5807	38	0,1225
14	0,4954	39	0,1348
15	1,3520	40	0,1675
16	4,9349	41	0,1931
17	2,8351	42	0,2286
18	1,2237	43	0,2612
19	0,4958	44	0,2488
20	0,8137	45	0,3195
21	0,9995	46	0,3963
22	3,3017	47	0,5373
23	1,6999	48	0,8996
24	1,6634	49	1,5187
25	3,4510	50	3,1610
26	2,5870		

Fonte: Machado; Di Santo; Salles (2016).

5.1.2 Análise dos Resultados

Para o método do Setor Anular, o estudo base mostrou que, do ponto de vista harmônico, a Central de Geração Eólica apresentou superação dos limites individuais para quinta e sétima harmônica. Por ter ocorrido superação das distorções de sétima e quinta harmônicas nos limites individuais, será necessário empregar soluções para minimizar o efeito dessas harmônicas na Central de Geração Eólica. Tais soluções não são escopo deste trabalho.

O trabalho de (VELIZ; VARRICCHIO; COSTA, 2013) define o método do Setor Anular podendo ser dividido em três regiões, denominadas em região I, região II e região III conforme Figura 12.

Figura 12 – Regiões do Setor Anular

Fonte: Adaptado de (VELIZ; VARRICCHIO; COSTA, 2013)

De um modo geral, quando o vetor negativo da admitância interna do parque encontra-se localizado nas regiões I e III do plano complexo das admitâncias, as distorções harmônicas de tensão obtidas pelo método do Setor Anular apresentam-se bastante conservadoras, devido a própria geometria do Setor Anular.

Para o caso em que o vetor negativo da admitância interna do parque encontra-se localizado na região II, as distorções harmônicas de tensão tendem ser pouco conservadoras, pois o formato em arco do Setor Anular acaba impondo um comprimento mínimo do módulo do $Y_{\min}$.

A desvantagem do método do Setor Anular está na região II, próxima a origem, onde geralmente, o nível de conservadorismo do método é minimizado.

Em muitos casos do estudo base, a distribuição dos pontos de admitâncias da rede externa estão concentradas próximas à origem, desta forma, o método do Setor Anular apresenta um nível de conservadorismo minimizado nesta região, vindo a ser uma desvantagem da sua aplicação.

Para o método do Polígono, o estudo base mostrou que houve superação dos limites individuais com relação à sétima harmônica. As demais harmônicas mantiveram-se abaixo dos respectivos limites individuais.

De uma forma geral, o método do Polígono apresentou distorções harmônicas inferiores ao método do Setor Anular. Porém, isso deve ser tratado de forma cuidadosa, pois podem existir casos em que o método do Setor Anular apresenta-se menos conservador do que o método do Polígono. O determinante de um método ser mais ou menos conservador, depende da região em que o vetor negativo da admitância interna está localizado, como também da forma geométrica em que Polígono é construído.

A admitância interna do Parque para a sétima harmônica está localizada na região III, conforme mostra o Gráfico 8(b). Região mais conservadora para o Setor Anular e menos conservadora para o método do Polígono. Observa-se a diferença entre os módulos dos Y_{MIN} obtidos pelos dois métodos 0,2393 p.u. para o método do Setor Anular e 0,5581 p.u. para o método do Polígono. Portanto, para este caso da sétima harmônica o método do Polígono apresenta uma distorção harmônica de 2,619% U_{NFT} , enquanto que, o método do Setor Anular apresenta uma distorção harmônica de 6,2541% U_{NFT} .

Gráfico 8 - (a) Lugar Geométrico 7ª harmônica (vermelho – Setor Anular e os pontos em vermelho são as admitâncias da rede externa) e (azul - polígono). (b) Lugar Geométrico 7ª harmônica $-Y_{\text{IN}}$ (preto) e Y_{min} (rosa Setor Anular) (verde Polígono).

Fonte: Simulação MATLAB.

A admitância interna do Parque para a sexta harmônica está localizada na região II, conforme mostra o Gráfico 9(b). Região menos conservadora para o Setor Anular e geralmente mais conservadora para o método do Polígono. Observa-se a diferença entre os módulos dos Y_{MIN} obtidos pelos dois métodos 2,1272 p.u. para o método do Setor Anular e 1,8824 p.u. para o método do Polígono. Para este caso, o método Polígono apresenta um menor módulo do Y_{MIN} e, conseqüentemente, maior seria a distorção de tensão da sexta harmônica. Devido a conexão do tipo delta do enrolamento secundário dos transformadores elevadores, de cada aerogerador, as correntes harmônicas de sequência zero não se propagam até o PAC da CGE, logo a distorção de tensão das harmônicas de sequência zero é nula.

Gráfico 9 - (a) Lugar Geométrico 6^a harmônica (vermelho – Setor Anular e os pontos em vermelho são as admitâncias da rede externa) e (azul - polígono). (b) Lugar Geométrico 6^a harmônica $-Y_{IN}$ (preto) e Y_{min} (rosa Setor Anular) (verde Polígono).

(a)

(b)

A admitância interna do Parque para a quinta harmônica está localizada na região II, conforme mostra o Gráfico 10(b). Região menos conservadora para o Setor Anular e geralmente mais conservadora para o método do Polígono. Observa-se a diferença entre os módulos dos Y_{MIN} obtidos pelos dois métodos 0,6885 p.u. para o método do Setor Anular e 1,220 p.u. para o método do Polígono. Para este caso, o método do Setor Anular apresentou uma distorção de quinta harmônica de 0,7974% U_{NFT} , enquanto que o método do Polígono apresentou uma distorção de quinta harmônica de 0,4493% U_{NFT} .

Gráfico 10 – (a) Lugar Geométrico 5ª harmônica (vermelho – Setor Anular e os pontos em vermelho são as admitâncias da rede externa) e (azul - polígono). (b) Lugar Geométrico 5ª harmônica – Y_{IN} (preto) e Y_{min} (rosa Setor Anular) (verde Polígono).

(a)

(b)

Fonte: Simulação MATLAB

Comparando os dois métodos, conclui-se que se o vetor negativo da admitância interna do parque estiver localizado nas regiões I e III do Setor Anular, a distorção harmônica obtida pela metodologia do Setor Anular tende a ser mais conservadora do que a distorção harmônica obtida pela metodologia do Polígono. Para o caso em que o vetor negativo da admitância interna do parque estiver localizado na região II não há uma conclusão de qual metodologia será mais conservadora, pois neste caso vai depender da geometria da envoltória do Polígono.

6 – ESTUDO DE SENSIBILIDADE

A partir da CGE proposta no estudo base (Figura 11), é realizado o estudo de sensibilidade da distorção harmônica frente às variações das dimensões de sua rede interna. Para isso, são consideradas somente as harmônicas de ordem 4^a, 5^a, 7^a, 10^a, 11^a e 13^a, uma vez que estas apresentam maior impacto no estudo de sensibilidade. O estudo de sensibilidade é elaborado tanto pelo método do Setor Anular quanto pelo método do Polígono.

A seguir são apresentadas as descrições de vinte e dois casos que foram analisados pelo estudo, observa-se as grandezas calculadas em valores percentuais na base de 100MVA e tensão nominal do PAC.

- Caso base ou caso 0 (**Região A**): caso de referência constituído pela CGE apresentada no estudo base (seção 5.1);
- Caso 1 ao caso 9 (**Região B**): são similares ao caso base. Alterou-se apenas o comprimento da linha de transmissão entre 20% e 200% do comprimento da linha do caso base, com passos de 20%;
- Caso 10 ao caso 18 (**Região C**): são similares ao caso base, com alteração no comprimento dos cabos de média tensão, responsáveis por conectar o conjunto dos aerogeradores à SE coletora. Os respectivos comprimentos dos cabos foram alterados nas ordens entre 20% e 200% em relação ao caso base, com passos de 20%;
- Caso 19 ao caso 22 (**Região D**): são similares ao caso base, alterando-se apenas as distâncias entre os aerogeradores entre 500m e 800m com passo de 100m.

6.1 Análise da sensibilidade da 4^a harmônica

O estudo de sensibilidade da quarta harmônica (Gráfico 11(a)) mostra um comportamento ascendente da distorção da 4^a harmônica para as regiões B, C e D para ambos os métodos (Setor Anular e Polígono).

O perfil de distorção harmônica de tensão obtido é dado pela razão entre a corrente harmônica (Gráfico 11(c)) e a admitância mínima obtida para cada método (Gráfico 11(b)).

Portanto, justifica-se a dinâmica das distorções harmônicas com base na dinâmica do quociente entre a corrente harmônica e a admitância mínima obtida.

Gráfico 11 – (a) Distorção de Tensão da 4ª harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima $Y_{\min}$ (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 4ª harmônica no PAC.

(a)

(b)

(c)

Fonte: Simulação MATLAB.

Conforme Gráfico 11(a), o caso 18 é considerado o mais severo, pois para o método do Setor Anular, a distorção de tensão da quarta harmônica atinge um patamar de 0,3192% da tensão nominal, ou seja, tornou-se o único caso a superar os limites individuais de distorção da quarta harmônica estabelecida pelo ONS conforme a Tabela 3.

Para o método do Polígono não houve superação dos limites de distorção harmônicas individuais, conforme as Tabela 3.

O método do Setor Anular apresentou um maior conservadorismo na distorção da quarta harmônica principalmente para a região C onde a diferença da distorção harmônica obtida entre os dois métodos e a variação da distorção harmônica de um caso para outro é mais acentuada.

6.2 Análise da sensibilidade da 5ª harmônica

O estudo de sensibilidade da quinta harmônica para ambos os métodos (Setor Anular e Polígono), (Gráfico 12(a)), foi identificado que a distorção da quinta harmônica apresenta um comportamento ascendente para a região B, referente ao aumento do comprimento da linha de transmissão, responsável por interligar a CGE ao PAC. Assim, o mesmo comportamento de distorção harmônica ocorre na região D para ambos os métodos. Já para a região C este comportamento não ocorre, sendo que a distorção da quinta harmônica apresentou um comportamento ascendente dos casos 10 até 16 e descendente dos casos 16 até o 18, para o método do Setor Anular. Ainda considerando a região C, para o método do Polígono a distorção da quinta harmônica apresentou um comportamento ascendente para todos os casos.

O perfil de distorção harmônica obtido é dado pela razão entre a corrente harmônica (Gráfico 12(c)) e a admitância mínima obtida para cada método (Gráfico 12(b)). Portanto, justifica-se a dinâmica das distorções harmônicas com base na dinâmica do quociente entre a corrente harmônica e a admitância mínima obtida.

Gráfico 12 – (a) Distorção de Tensão da 5ª harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima $Y_{\min}$ (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 5ª harmônica no PAC.

(a)

(b)

Fonte: Simulação MATLAB.

Conforme Gráfico 12(a), o caso 16 é considerado o mais severo, a distorção de tensão da quinta harmônica atinge um patamar de 7,44% da tensão nominal para o método do Setor Anular. O caso base, os casos 02 a 09 e os casos 13 a 22 superaram os limites individuais de distorção de tensão da quinta harmônica para o método do Setor Anular, apresentado na Tabela 3.

Para o método do Polígono os casos 15 a 18 superaram os limites individuais (Tabela 3) de distorção de tensão da quinta harmônica.

O método do Setor Anular apresentou um maior conservadorismo na distorção da quinta harmônica principalmente na região C, onde a diferença da distorção harmônica obtida entre os dois métodos e a variação da distorção harmônica de um caso para outro é mais acentuada.

6.3 Análise de sensibilidade da 7^a harmônica

O estudo de sensibilidade da sétima harmônica para o método Setor Anular (Gráfico 13(a)) foi identificado que a distorção de tensão da sétima harmônica apresenta um comportamento descendente na região B, referente ao aumento do comprimento da linha de transmissão, responsável por interligar a CGE ao PAC. Enquanto, para o método do Polígono, a distorção de tensão da sétima harmônica, apresenta um comportamento ascendente dos casos 01 ao 06 e descendente dos casos 06 a 09 na região B.

Na região C para o método Setor Anular, a distorção de tensão da sétima harmônica apresenta um comportamento ascendente nos casos 10 ao 13, descendente dos casos 13 ao 15 e constante dos casos 15 ao 18. Enquanto que, para o método do Polígono, a distorção de tensão da sétima harmônica apresenta um comportamento ascendente dos casos 10 ao 14 e descendente dos casos 14 a 18 na região C.

Para os dois métodos, a distorção de tensão da sétima harmônica apresenta um comportamento descendente na região D, sendo mais acentuado para o método do Setor Anular.

O perfil de distorção harmônica obtido é dado pela razão entre a corrente harmônica (Gráfico 13(c)) e a admitância mínima obtida para cada método (Gráfico 13(b)). Portanto, justifica a dinâmica das distorções harmônicas com base na dinâmica do quociente entre a corrente harmônica e a admitância mínima obtida.

Gráfico 13 – (a) Distorção de Tensão da 7ª harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima $Y_{\min}$ (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 7ª harmônica no PAC.

(a)

(b)

Fonte: Simulação MATLAB.

Conforme Gráfico 13(a), o caso 13 é considerado o mais severo, a distorção de tensão da sétima harmônica atinge um patamar de 10,91% da tensão nominal para o método do Setor Anular. O caso base, os casos 01 a 14 e os casos 19 a 22 superaram os limites individuais de distorção de tensão da sétima harmônica para o método do Setor Anular descrito na Tabela 3.

O caso base, os casos 01 a 14 e os casos 19 a 22 superaram os limites individuais de distorção de tensão da sétima harmônica para o método do Polígono apresentado na Tabela 3.

O método do Setor Anular apresentou um maior conservadorismo na distorção da sétima harmônica principalmente na região C, onde a diferença da distorção harmônica obtida entre os dois métodos e a variação da distorção harmônica de um caso para outro é mais acentuada.

6.4 Análise da Sensibilidade 8ª harmônica

No estudo de sensibilidade da oitava harmônica (Gráfico 14(a)), para o método Setor Anular, foi identificado que a distorção de tensão na região B apresenta um comportamento

descendente dos casos 01 a 05 e ascendente dos casos 05 a 09. A distorção de tensão da oitava harmônica, obtida pelo método do Polígono na região B, apresenta um comportamento semelhante ao método do Setor Anular. Para os casos 01 a 04, os valores de distorção harmônica são inferiores aos valores obtidos pelo método do Setor Anular, enquanto, para os casos 04 a 09 os valores de distorção obtidos pelas duas metodologias não apresentam grandes discrepâncias.

Na região C para o método Setor Anular, a distorção de tensão da oitava harmônica apresenta um comportamento ascendente nos casos 10 ao 11, descendente dos casos 11 a 14, ascendente dos casos 14 a 15 e praticamente constante dos casos 15 ao 18. Para o método do Polígono, a distorção de tensão da oitava harmônica apresenta um comportamento ascendente dos casos 10 a 13, descendente dos casos 13 a 14, ascendente dos casos 14 a 15 e descendente dos casos 15 a 18.

Na região D, para ambas metodologias, a distorção de tensão apresenta o mesmo comportamento e os valores de distorção harmônica obtidos apresentam baixa discrepância entre as duas metodologias.

O perfil de distorção harmônica obtido é dado pela razão entre a corrente harmônica (Gráfico 14(c)) e a admitância mínima obtida para cada método (Gráfico 14(b)). Portanto, justifica a dinâmica das distorções harmônicas com base na dinâmica do quociente entre a corrente harmônica e a admitância mínima obtida.

Gráfico 14 – (a) Distorção de Tensão da 8ª harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima $Y_{\min}$ (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 8ª harmônica no PAC.

(a)

(b)

(c)

Fonte: Simulação MATLAB.

Conforme Gráfico 14(a), o caso 11 é considerado o mais severo, a distorção de tensão da oitava harmônica atinge um patamar de 1,625% da tensão nominal para o método do Setor Anular. Os casos 01,10,11,12 e 13 superaram os limites individuais de distorção de tensão da oitava harmônica para o método do Setor Anular, descritos na Tabela 3.

Para o método do Polígono não houve nenhum caso de superação dos limites individuais de distorção harmônica.

De uma forma geral, ambos os métodos apresentaram valores de distorção harmônica não muito discrepantes, com exceção dos casos 10,11,12 e 13 onde houve uma grande discrepância entre os valores de distorção harmônicas obtidos pelas duas metodologias.

6.5 Análise da Sensibilidade 10ª harmônica

O estudo de sensibilidade da décima harmônica (Gráfico 15(a)), na região B, para ambas as metodologias Setor Anular e Polígono foi identificado que a distorção de tensão da

décima harmônica apresenta um comportamento descendente. A distorção harmônica do método do Polígono foi superior a distorção harmônica obtida pelo método do Setor Anular para os casos 05 ao 09 da região B.

Na região C, para o método Setor Anular a distorção de tensão da décima harmônica apresenta um comportamento ascendente dos casos 10 ao 11, descendente dos casos 11 ao 12, ascendente dos casos 12 ao 13 e descendente dos casos 13 ao 18. Enquanto, para o método do Polígono, a distorção de tensão da décima harmônica apresenta um comportamento ascendente dos casos 10 a 11 e descendente dos casos 11 a 18 na região C.

Na região D, para ambas metodologias, a distorção de tensão apresenta o mesmo comportamento e os valores de distorção harmônica obtidos apresentam baixa discrepância entre as duas metodologias.

O perfil de distorção harmônica obtido é dado pela razão entre a corrente harmônica (Gráfico 15(c)) e a admitância mínima obtida para cada método (Gráfico 15(b)). Portanto, justifica a dinâmica das distorções harmônicas com base na dinâmica do quociente entre a corrente harmônica e a admitância mínima obtida.

Gráfico 15 – (a) Distorção de Tensão da 10ª harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima $Y_{\min}$ (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 10ª harmônica no PAC.

(a)

(b)

(c)

Fonte: Simulação MATLAB.

Conforme Gráfico 15(a), o caso 11 é considerado o mais severo, a distorção de tensão da décima harmônica atinge um patamar de 0,083% da tensão nominal para o método do Polígono. Para ambos os métodos não houve superação dos limites individuais apresentado na Tabela 3.

O método do Polígono apresentou distorções harmônicas superiores ao método do Setor Anular, isso pode ser explicado analisando-se o lugar geométrico das admitâncias. Pode-se concluir que a distorção pelo método do Polígono foi superior à distorção pelo método do Setor Anular para todos os casos onde o vetor negativo da admitância da CGE estava localizado na região II, conforme Figura 12 do capítulo 5.

Gráfico 16 – (a) Lugar Geométrico 10^a harmônica (vermelho – Setor Anular e os pontos em vermelho são as admitâncias da rede externa) e (azul - poligono). (b) Lugar Geométrico 10^a harmônica – Y_{IN} (preto) e Y_{min} (rosa Setor Anular) (verde Polígono).

(a)

Fonte: Simulação MATLAB

O Gráfico 16(a) e (b) mostra o lugar geométrico apenas para os casos onde a distorção harmônica obtida pelo método do Polígono foi superior a distorção harmônica obtida pelo método do Setor Anular.

Foi observado que os segmentos de reta em preto representam o vetor negativo da admitância da CGE e todos eles estão localizados na região II do lugar geométrico.

Observa-se pelo Gráfico 16(b) que, devido a forma geométrica do Polígono e ao fato de todos os segmentos de reta em preto (vetor negativo das admitâncias internas da CGE) estarem na região II, os segmentos de reta na cor verde (Y_{MIN} obtido pelo método do Polígono) apresentaram módulo inferior aos segmentos de reta na cor rosa (Y_{MIN} obtido pelo método do Setor Anular) e, conseqüentemente, o método do Polígono apresentou distorções da décima harmônica superiores ao método do Setor Anular.

6.6 Análise da Sensibilidade 11^a harmônica

O estudo de sensibilidade da décima primeira harmônica (Gráfico 17(a)) para a metodologia Setor Anular, foi identificado que a distorção de tensão da décima primeira harmônica que apresenta um comportamento ascendente dos casos 01 ao 06 e descendente dos casos 06 ao 09, para a região B. Enquanto na metodologia do Polígono, a distorção da décima primeira harmônica apresenta um comportamento descendente nessa região.

Na região C, para o método Setor Anular a distorção de tensão da décima primeira harmônica apresenta um comportamento descendente dos casos 10 ao 12, ascendente dos casos 12 ao 13 e descendente dos casos 13 ao 18. Enquanto, no método do Polígono, a distorção de tensão da décima primeira harmônica apresenta um comportamento ascendente dos casos 10 a 11 e descendente dos casos 11 a 18.

Para ambas metodologias, a distorção de tensão apresenta o mesmo comportamento na região D.

O perfil de distorção harmônica obtido é dado pela razão entre a corrente harmônica (Gráfico 17(c)) e a admitância mínima obtida para cada método (Gráfico 17(b)). Portanto, justifica a dinâmica das distorções harmônicas com base na dinâmica do quociente entre a corrente harmônica e a admitância mínima obtida.

Gráfico 17 – (a) Distorção de Tensão da 11ª harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima $Y_{\min}$ (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 11ª harmônica no PAC.

(a)

(b)

Fonte: Simulação MATLAB.

Conforme Gráfico 17(a), o caso 10 é considerado o mais severo, a distorção de tensão da décima primeira harmônica atinge um patamar de 1,723% da tensão nominal para o método do Setor Anular. Apenas o caso 10 superou os limites individuais (Tabela 3) de distorção da tensão da décima primeira harmônica para o método do Setor Anular.

Para o método do Polígono não houve nenhum caso de superação dos limites individuais de distorção da décima primeira harmônica.

O método do Setor Anular apresentou um maior conservadorismo na distorção da décima primeira harmônica principalmente na região C (caso 10) onde a diferença da distorção harmônica obtida entre os dois métodos e a variação da distorção harmônica de um caso para outro é mais acentuada.

6.7 Análise da Sensibilidade 13^a harmônica

O estudo de sensibilidade da décima terceira harmônica (Gráfico 18(a)) para a metodologia Setor Anular foi identificado que a distorção de tensão da décima terceira harmônica apresenta um comportamento ascendente dos casos 01 ao 04 e descendente dos casos 04 ao 09, na região B. Enquanto, na metodologia do Polígono, a distorção da décima terceira harmônica apresenta um comportamento praticamente constante nessa região.

Na região C, para o método Setor Anular a distorção de tensão da décima terceira harmônica apresenta um comportamento descendente dos casos 10 ao 11, ascendente dos casos 11 ao 12 e descendente dos casos 12 ao 18. Enquanto, no método do Polígono, a distorção de tensão da décima terceira harmônica apresenta um comportamento descendente dos casos 10 a 18 na região C.

Na região D, para ambas as metodologias, a distorção de tensão para apresentam o mesmo comportamento.

O perfil de distorção harmônica obtido é dado pela razão entre a corrente harmônica (Gráfico 18(c)) e a admitância mínima obtida para cada método (Gráfico 18(b)). Portanto, justifica a dinâmica das distorções harmônicas com base na dinâmica do quociente entre a corrente harmônica e a admitância mínima obtida.

Gráfico 18 – (a) Distorção de Tensão da 13ª harmônica (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (b) Módulo da admitância mínima $Y_{\min}$ (contínuo Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono). (c) Módulo da Corrente de 13ª harmônica no PAC.

(a)

(b)

Fonte: Simulação MATLAB.

Conforme Gráfico 18(a), o caso 10 é considerado o mais severo, a distorção de tensão da décima terceira harmônica atinge um patamar de 0,4901% da tensão nominal para o método do Setor Anular. Para ambos os métodos, não houve casos de superação dos limites individuais, apresentado na tabela 3.

O método do Setor Anular apresentou um maior conservadorismo na distorção da décima terceira harmônica principalmente na região C (caso 10) onde a variação da distorção harmônica de um caso para outro é mais acentuada quando considerado o mesmo método de avaliação.

6.8 Análise da Sensibilidade - Distorção Harmônica Total

O Gráfico 19 apresenta a variação da THD para os casos estudados. O Setor Anular superou o limite individual de THD para todos os casos.

No método do Polígono somente os casos 10,11,12,15,16,17 e 18 não superaram o limite individual de THD.

Gráfico 19 – Distorção Harmônica Total (Contínuo – Setor Anular e o pontilhado Método do Polígono).

Fonte: Simulação MATLAB.

É notório observar as diferenças da THD entre as duas metodologias. O Setor Anular obteve a maior THD para todas as topologias da CGE estudada. Portanto, é fundamental que no estudo de harmônicos para acesso a rede básica sejam utilizadas as duas metodologias.

Um aspecto importante é que para ambas as metodologias observa-se a variação no THD, frente a variações topológicas da CGE. Sendo esta variação mais intensa para o método do setor anular.

7 - CONCLUSÃO

O estudo de sensibilidade mostrou-se importante, visto que a variação da distorção harmônica de um caso para outro pode ser elevada, como por exemplo, a distorção de tensão da sétima harmônica no caso 13 é de 10,91% da tensão nominal, já no caso 12 a distorção da sétima harmônica decai para 5,66% da tensão nominal e para o caso 14 a distorção da sétima harmônica decai para 2,825% da tensão nominal para o método do Setor Anular.

Para o método do Polígono Convexo, o estudo de sensibilidade mostrou, também, variações das distorções harmônicas de tensão frente à variação topológica da CGE, como por exemplo, a distorção da sétima harmônica no caso 14 é de 2,362% da tensão nominal, já no caso 15 a distorção da sétima harmônica decai para 0,5356% da tensão nominal e para o caso 13 a distorção para a sétima harmônica decai para 1,883% da tensão nominal. Portanto, para ambas as metodologias alterações na topologia da CGE alteraram o valor da distorção harmônica.

Desta forma, é de fundamental importância levar em consideração no projeto das CGEs, ainda na fase de definição topológica, a análise de sensibilidade da distorção harmônica de tensão.

Comparando-se as metodologias, a do Setor Anular demonstrou ser mais sensível e mais conservadora nos estudos de sensibilidade, principalmente para as ordens harmônicas 4^a, 5^a, 7^a, 8^a, 11^a e 13^a. Quando se diz que a metodologia do Setor Anular é mais sensível, é porque as variações das distorções harmônicas entre os casos são mais intensas. A metodologia do Setor Anular é mais conservadora porque para a grande maioria das harmônicas, os valores de distorção são superiores aos valores de distorção obtidos pelo método do Polígono.

O método do Polígono apresentou-se, na maioria das harmônicas, de forma menos conservadora com valores de distorção inferiores aos valores obtidos pelo método do Setor Anular e menos sensível, pois as variações das distorções harmônicas entre os casos são menos intensas. Somente na décima harmônica que os valores de distorção foram superiores aos valores obtidos pelo método do Setor Anular.

Dois aspectos importantes necessitam ser melhores explorados em trabalhos futuros sobre os impactos harmônicos nos Sistemas Elétricos de Potência.

O primeiro aspecto é a necessidade em consolidar um modelo para a representação das cargas do Sistema Elétrico Nacional. A sua adequada representação tem impacto na envoltória que forma o Lugar Geométrico da rede externa e, por consequência, acaba impactando nos valores de distorção harmônica de tensão obtidos.

O segundo aspecto é o cálculo das correntes harmônicas no PAC, pois, nos estudos harmônicos exigidos pelo ONS, a corrente harmônica equivalente total obtida no PAC é calculada através da equação 4.2, onde os ângulos das correntes não são levados em consideração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDEL, A.; ELKHATIB, K. **Intelligent control of wind energy conversion systems**. Disponível em: <http://www.intechopen.com/books/wind-farm-impact-in-power-system-and-alternatives-to-improve-the-integration/intelligentcontrol-of-wind-energy-conversion-systems>. Acesso em: 17 jun. 2016.

ACKERMANN, T. **Wind power in power systems** (2005). Disponível em: http://ie.fing.edu.uy/simsee/curso2010/wind_power_in_power_systems.pdf. Acesso em: 17 jun. 2016.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 jun. 2015.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em: 17 jun. 2016.

ARRILLAGA, J.; BRADLEY, D. A.; BODGER, P. S. **Power System Harmonics**. Universidade de Michigan: Wiley, 1985. v. 1.

BRASIL. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Instruções para realização de estudos e medições de qee relacionados aos novos acessos à rede básica para parques eólicos, solares e consumidores livres** (abril, 2016). Disponível em: www.ons.org.br/.../ONSNT0009-2016_InstrEstudos. Acesso em: 27 set. 2016.

BRASIL. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 2.8 Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica** (dezembro, 2016). Disponível em: http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx. Acesso em: 27 dez. 2016.

BRASIL. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 23.3 Diretrizes e critérios para estudos elétricos** (dezembro, 2016). Disponível em: http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx. Acesso em: 27 dez. 2016.

BRASIL. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 24.2 Integração de uma instalação de geração ao Sistema Interligado Nacional Rev1.0** (junho, 2009). Disponível em: http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx. Acesso em: 27 jun. 2016.

BRUM, L. F. et al. (2014). **Geração eólica de energia elétrica**. Disponível em: www.gqee.unifei.edu.br/.../25-Artigo%20-%20Geracao%20Eolica.pdf. Acesso em: 13 jul. 2015.

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. **Manual de utilização do Programa HarmZs versão 1.9** (novembro, 2009). Disponível em: <http://docplayer.com.br/14093776-Manual-de-utilizacao-do-programa-harmzs-versao-1-9-cepel-centro-de-pesquisas-de-energia-eletrica.html>. Acesso em: 27 jun. 2015.

CIGRE. **Modeling and Dynamic Behavior of Wind Generation**. Working Group C4.601. Agosto, 2007. Disponível em: www.ee.co.za/.../02%20-%20GEN-%20Modeling%20and%20dy. Acesso em: 23 ago. 2016.

CORRÊA, K. C. Integração de geração eólica na rede elétrica: desafios do Brasil. **Cadernos Acadêmicos**, Palhoça, SC, v. 5, n. 2, ago-dez 2013. p.112-133. Disponível em: http://portaldeperiodicos.unisul.br/index.php/Cadernos_Academicos/article/view/2193#.VbjIAflVilE. Acesso em: 26 mai. 2015.

DUTRA, R. M. **Viabilidade técnico-econômica da energia eólica face ao novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro**. 2001. Dissertação (Mestrado) - Programa de Planejamento Energético. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2001.

DUTRA, R. (org.). **Energia eólica: princípios e tecnologias**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB, 2011). Disponível em: www.portal-energia.com/.../energia-eolica-principios-tecnologias.... Acesso em: 16 mai. 2016.

GIANNINI, M.; DUTRA, R. M.; GUEDES, V. G. **Estudo prospectivo do mercado de energia eólica de pequeno porte no Brasil**. Disponível em: www.cresesb.cepel.br/.../BrazilWindpower2013-Estudo_Prospectivo_do.... Acesso em: 29 mai. 2015.

GUIMARÃES, A. C. S. L.; CARVALHO NETO, P. B. **A geração eólica e os desafios para a operação do sistema elétrico brasileiro**. X EDAO – Encontro para debates de assuntos de operação. São Paulo, 9 a 13 de novembro de 2008. Disponível em: www.zonaeletrica.com.br/.../Artigo_X_EDAO_-_SP-D-31_-_A_Geracao.... Acesso em: 25 mai. 2015.

J. Barsch, et al. **“Fault Current Contributions from Wind Plants.”**, A report to the T&D Committee, Electric Machinery Committee and Power System Relaying Committee of the IEEE PES, 2012

LABORATÓRIO DE FÍSICA. **Energia eólica**. Disponível em: <http://laboratoriodefisica.com.br/noticias/energiaeolica.html>. Acesso em: 25 mai. 2016.

LIU, S. Y.; LARA, G. S.; SILVA, S. R. **Análise da Sensibilidade das Distorções Harmônicas de Usinas Eólicas em Função do Nível de Curto Circuito no PAC Utilizando a Metodologia de Lugares Geométricos do NOS**. Disponível em: <http://www.swge.inf.br/anais/sbse2012/PDFS/ARTIGOS/96996.PDF>. Acesso em: 07 out 2016.

MACHADO, L. F. M.; DI SANTO, S. G.; SALLES, M. B. C. Análise da sensibilidade das distorções harmônicas frente a variações da rede coletora de uma central de geração eólica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMATICA, 21. Vitoria, ES. **Anais...** Vitória, ES, 03 a 07 out 2016.

MARQUES, J. **Turbinas eólicas: modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação**. 2004. Dissertação (Mestrado). Disponível em: cascavel.cpd.ufsm.br/tede/tde.../7/.../JEFERSON%20MARQUES.pdf. Acesso em: 23 jun. 2015.

NEUMANN, A. L. **La energía eólica: principios básicos y tecnología**. Leganés, 2002. Disponível em: http://www.agenergia.org/files/resourcesmodule/@random49917eec3c3bd/1234272455_eolica_ALecuona.pdf. Acesso em: 23 jun. 2016.

PORTAL DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Conversão Lei de Betz**. Disponível em: http://energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=60&ID_area=3&ID_sub_area=6. Acesso em: 4 mai. 2016.

RÜNCOS, F. et al. **Geração de energia eólica: tecnologias atuais e futuras**. Disponível em: catalogo.weg.com.br/.../WEG-geracao-de-energia-eolica-tecnologias-atu... Acesso em: 23 jun. 2015.

VELIZ, F. C.; VARRICCHIO, S. L.; COSTA, C. O. Metodologia para a Representação de Redes Elétricas por Polígonos de Admitâncias para Estudos de Impacto Harmônico. In: SNPTTE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.-SNPTTE, 22. **Anais...** Brasília, 13 – 16 Out. 2013.

YANG, K.; BOLLEN, M.H.J AND LARSSON, E.A. Aggregation and Amplification of Wind-Turbine Harmonic Emission in A Wind Park, **IEEE Transactions on Power Delivery** (in press), 2014. DOI:10.1109/TPWRD.2014.2326692

YANG, K.; BOLLEN, M.H.J.; LARSSON, E.A. AND WAHLBERG, M. Measurements of Harmonic Emission versus Active Power from Wind Turbines, **Electric Power Systems Research**, v. 108, p. 304-314, 2014. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2013.11.025>.

ZINGER, D. S.; MULJADI, E. Annualized Wind Energy Improvement Using Variable Speeds. **IEEE Transactions on Industrial Applications**. November/December, 1997.