

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**DESCRIÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA COM ÊNFASE NOS
REQUISITOS DE QUALIDADE DE ENERGIA E PROTEÇÃO
ELÉTRICA DA TURBINA**

Camilo Assunção Silveira

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Clever Sebastião Pereira Filho

Belo Horizonte - MG

Outubro de 2017

S587d

Silveira, Camilo Assunção.

Descrição da geração eólica com ênfase nos requisitos de qualidade de energia e proteção elétrica da turbina [manuscrito] / Camilo Assunção Silveira. - 2017.

96 f., enc.: il.

Orientador: Clever Sebastião Pereira Filho.

Dissertação (mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Bibliografia: f. 91-96.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Turbina eólica - Teses. 3. Energia eólica - Teses. 4. Sistemas de energia elétrica - Proteção - Teses. 5. Descargas elétricas - Teses. I. Pereira Filho, Clever Sebastião. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)


**"Descrição da Geração Eólica com Ênfase nos
Requisitos de Qualidade de Energia e
Proteção Elétrica da Turbina"**

Camilo Assunção Silveira

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 06 de outubro de 2017.

Por:



Prof. Dr. Clever Sebastião Pereira Filho
DEE (UFMG) - Orientador



Prof. Dr. José Luiz Silvino
DELT (UFMG)



Prof. Dr. Eduardo Gonzaga da Silveira
Depto. Engenharia Elétrica (CEFET/MG)

DEDICATÓRIA

*Ofereço este trabalho
A minha esposa Nayara
Ao meu irmão Rodrigo
Aos meus pais Áurea e Carlos
Aos meus amigos*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por ter me dado saúde, força, perseverança e motivação para superar as dificuldades.

Ao PPGEE/UFMG, seu corpo docente e estruturas para os alunos.

Ao meu orientador Dr. Clever Sebastião Pereira Filho, pelo suporte no tempo que lhe coube, pelas suas correções e incentivos.

Aos meus pais, que me deram a vida e me ensinaram a vivê-la com dignidade e apoio incondicional.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

.

SUMÁRIO

<i>DEDICATÓRIA</i>	1
1 INTRODUÇÃO	10
1.1 RELEVÂNCIA DO TEMA	10
1.2 OBJETIVO E METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO..	11
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	11
2 SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO	14
2.1 ENERGIA EÓLICA, HISTÓRICO DO DESENVOLVIMENTO E EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA.....	14
2.2 DESCRIÇÃO DA TURBINA EÓLICA.....	19
2.2.1 <i>Potência contida nos ventos e o fator de carga</i>	19
2.2.2 <i>Descrição e modelos de aerogeradores</i>	21
2.2.3 <i>Gerador de indução com rotor bobinado duplamente alimentado</i> 25	
3 REQUISITOS DE QUALIDADE DE ENERGIA PARA PARQUES EÓLICOS	30
3.1 ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	30
3.2 INDICADORES DE QUALIDADE DE ENERGIA EM CAMPANHAS DE MEDIÇÃO DE PARQUES EÓLICOS.....	32
3.3 CAMPANHA DE MEDIÇÃO DE QUALIDADE DE ENERGIA REALIZADA EM UM PARQUE EÓLICO	41
3.3.1 <i>Resultados de campanha de medição de qualidade de energia realizada em uma turbina eólica</i>	44
3.4 NOVA PROPOSTA DE CLASSIFICAÇÃO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA DE CORRENTE	53
4 PROTEÇÃO ELÉTRICA DA TURBINA EÓLICA	55

4.1	TURBINA EÓLICA E SUAS PROTEÇÕES ELÉTRICAS	55
4.2	COORDENOGRAMAS E ANÁLISES DA PROTEÇÃO NO SOFTWARE PTW	58
4.3	ESTUDO DE CASO DE UM RAMO EÓLICO.....	62
4.4	DESCARGAS PARCIAIS E A 5ª HARMÔNICA – NOVA PROPOSTA DE IDENTIFICAÇÃO DE FALHA ELÉTRICA NA MÉDIA TENSÃO DA TURBINA EÓLICA	67
4.4.1	<i>5ª harmônica medida no lado de baixa tensão do transformador</i>	71
4.4.2	<i>Identificação das descargas parciais em dimensional fractal</i>	72
4.4.3	<i>Proposta de identificação de arco elétrico e corrente de fuga de baixa intensidade através da medição das descargas parciais e 5ª harmônica</i>	76
4.4.4	<i>Simulação das descargas parciais, dimensional fractal e aplicação das regras.....</i>	83
5	CONCLUSÃO.....	87
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91

ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução dos aerogeradores de 1985 até 2005 [9]	15
Figura 2 – Evolução da Capacidade Instalada [2].....	17
Figura 3 – Fluxo de ar em uma área transversal A [9].....	19
Figura 4 – Perdas de velocidade do vento [5].....	20
Figura 5 – Vista geral da nacele de um aerogerador tradicionalmente utilizado [5].....	22
Figura 6 – Principais tipos e formas de conexão de turbinas eólicas [37]	24
Figura 7 – Sistema eólico baseado no DFIG [42].....	25
Figura 8 – Gráfico Típico de um Aerogerador DFIG	26
Figura 9 – Sistema eólico baseado no DFIG em visão detalhada	27
Figura 10 – Variação de Tensão de Curta Duração. Afundamento chegando a 0.72 pu e duração 542 ms [38]).	28
Figura 11 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico [9].....	31
Figura 12 - Tensão nos terminais dos aerogeradores [31]	37
Figura 13 – PQUBE 3 GRID- Analisador PQ [40] atende à IEC -61000-4-30 class A....	42
Figura 14 – Conexão padrão para medição da qualidade de energia da rede elétrica [40]	43
Figura 15 – Tensão de Regime Permanente para tensão de monitoramento de 398 V F-N, 690 V de linha [38].....	45
Figura 16 – Pst - Severidade de Curta Duração [38].	46
Figura 17 – Plt -0 Severidade de Longa Duração [38].....	47
Figura 18 – Desequilíbrio de Tensão - Fator K [38].....	48
Figura 19 – Variação de Tensão de Curta Duração (diversos afundamentos e uma elevação de tensão) [38]	48
Figura 20 – Distorção Harmônica Total de Tensão [38].....	49
Figura 21 – Distorção Harmônica Individual de Tensão das fases A e B [38].....	50
Figura 22 – Distorção Harmônica Individual de Tensão da fase C [38].....	51
Figura 23 – Distorção Harmônica Individual de Corrente da fase A conforme a IEC 61400-21 [38]	52

Figura 24 – Modelo de Aerogerador a ser tratado com transformador de potência na nacele [33]	56
Figura 25 – Parque Eólico Offshore de Rhyll Flats 25 x 3,6 MW Turbinas Siemens [5].	57
Figura 26 – Diagrama unifilar típico de um parque eólico [36].....	58
Figura 27 – Coordenograma Geral parte 1.....	59
Figura 28 – Coordenograma Geral parte 2.....	60
Figura 29 – Circuito isolado para estudo de caso de proteção elétrica	62
Figura 30 – Cenário Simulado no PTW para o Modelo presente na Figura 29 [35].....	63
Figura 31 – Coordenograma de Fase no PTW - Ramo da nacele [35].....	64
Figura 32 – Coordenograma de Fase no PTW – Circuito 34,5 kV até a Subestação [35]	65
Figura 33 – Coordenograma de Fase no PTW – Trafo 75 MVA 138/34,5 kV [35]	66
Figura 34 – Compartimento do transformador de potência na nacele. Risco de incêndio diante de um sinistro [33]	68
Figura 35 – Proteção elétrica do Transformador Seco 2350 kVA 34,5/0,44 kV	69
Figura 36 – Diagrama em blocos da nova proposta de proteção do transformador na nacele.....	70
Figura 37 - Medição de descargas parciais no lado de alta tensão do transformador [32]	70
Figura 38 – Espectro de Frequência das diferentes fases das correntes de fuga em um isolador suspenso [41]	71
Figura 39 – Típico resultado de imagem 3D que mensura as descargas parciais medidas: número de eventos X amplitude X fase [15].....	74
Figura 40 – Fluxograma da análise computacional de identificação das descargas parciais [15].....	75
Figura 41 – Valores de dimensional fractal e lacunaridade em três tipos de isolamento [15]	76
Figura 42 – Registro da média “ μ ” e o desvio padrão “ σ ” do dimensional fractal, lacunaridade, 5ª harmônica e sua derivada	77
Figura 43 – Conversão da imagem da Figura 39 em dimensional fractal.....	83
Figura 44 – Distribuição gaussiana de todos os valores de dimensional fractal e lacunaridade ao longo de um ano.....	84

Figura 45 – Corrente Trifásica em 60Hz no lado de baixa tensão do transformador sem e com presença da 5ª harmônica	85
Figura 46 – Taxa de distorção harmônica de 5% da corrente nominal na 5ª harmônica...	86
Figura 47 – Distribuição gaussiana de todos os valores de 5ª harmônica ao longo de um ano.	86

RESUMO

O presente trabalho inicia-se a partir da história da geração eólica, sua expansão, tecnologias e desafios. A seguir são exploradas as formas de cálculo da potência mecânica do vento, sua eficiência máxima de transformação, a definição do fator de carga para a energia elétrica produzida, aspectos construtivos e os principais equipamentos que formam uma turbina eólica de grande porte conforme as atuais tecnologias de mercado. Destaque será dado para as turbinas eólicas com gerador de indução com rotor bobinado duplamente alimentado (DFIG – Doubly Fed Induction Generator) em conjunto com conversores de potência bidirecionais, seus modos de operação subsíncrono e supersíncrono para diferentes velocidades de vento, bem como a relação do escorregamento do gerador para o dimensionamento da potência do conversor.

O primeiro principal tema do presente trabalho irá detalhar os requisitos de qualidade de energia a serem atendidos pelo parque eólico conforme solicitação do ONS e as normas técnicas internacionais cabíveis, bem como os resultados reais de campanhas de medição de qualidade de energia para um parque eólico localizado no nordeste brasileiro. Seus índices de qualidade de energia a serem atendidos bem como os requisitos mínimos para conexão do parque eólico à rede básica estão presentes principalmente nas normas do ONS[27][30][31] e na norma internacional IEC 61400-21[19]. Ao final será proposto um novo algoritmo de identificação de distorção harmônica de corrente medida na turbina eólica, classificando-a como proveniente da rede externa ou na própria turbina.

O segundo principal tema da dissertação é a proteção elétrica da turbina eólica na sua zona de média tensão. Será abordado a coordenação e seletividade junto à subestação do parque eólico que se conecta à rede básica, bem como uma nova proposta de identificação falha elétrica na média tensão. Propõe-se através da presente dissertação armazenar uma base de dados referente ao primeiro ano de operação do parque eólico com os valores de dimensional fractal e lacunaridade das descargas parciais e a taxa de distorção harmônica de quinta ordem. Através dos resultados obtidos propõe-se a criação de três regras para classificação do tipo de falha elétrica. A ação a ser realizada poderá implicar em uma manutenção planejada ou na imediata proteção atuada, interrompendo a operação da turbina eólica.

ABSTRACT

The aim of this work starts from the history of the wind generation, its expansion, technologies and challenges. The following are explored ways of calculating mechanical wind power, their maximum efficiency, the definition of the capacity factor for the electrical energy produced, the constructive aspects and the main equipment that form a wind turbine according to current market technologies. Highlight will be given to wind turbines with DFIG technology – Doubly Fed Induction Generator in conjunction with back-to-back power converters, their sub-synchronous and hyper-synchronous modes of operation for different wind speeds as well as the ratio of the generator slip to the converter power dimensioning.

The first main theme of this work will detail the power quality requirements to be met by the wind farm as requested by the ONS and applicable international technical standards, as well as actual results of power quality measurement campaigns for a wind farm located in the northeast of Brazil. The requirements for connection of the wind farm to the grid are mainly present in the ONS standards [27] [30] [31] and in the international standard IEC 61400-21 [19]. In the end a new harmonic current distortion identification algorithm will be proposed in the wind turbine classifying it as coming from the external grid or in the turbine itself.

The second main theme of the dissertation is the electrical protection of the wind turbine in its medium voltage zone. It is approached a coordination and selectivity next to the substation of the wind farm that connects to the basic network, as well as a new proposal of electrical fault identification in the medium voltage. It is proposed through this dissertation to store a database for the first year of operation of the wind farm with fractal dimensional values and lacunarity of the partial discharges and the fifth order harmonic distortion. Through the obtained results it is proposed to create three rules for the classification of the type of electrical fault. The action to be performed may involve planned maintenance or stop immediately the operation of this wind turbine.

1 INTRODUÇÃO

1.1 RELEVÂNCIA DO TEMA

A partir da crise do petróleo na década de 1970 a Agência Internacional de Energia (IEA) teve como diretriz o investimento em fontes alternativas de energia elétrica, onde as fontes renováveis ganharam força e investimentos significativos. A expansão da geração eólica nas últimas décadas foi fortemente sentida em diversos países como o Brasil, que terminou 2016 em nono lugar na lista de países com a maior capacidade eólica instalada no mundo.

As empresas fabricantes de turbinas eólicas ao longo dos anos têm desenvolvido modelos de aerogeradores com potência elétrica e diâmetro do rotor cada vez maiores, buscando um custo benefício competitivo no mercado de forma a ofertarem continuamente turbinas eólicas com maior eficiência energética e fator de carga.

O presente trabalho visa explorar inicialmente uma visão macro deste mercado eólico, suas tecnologias e desafios. De forma aprofundada será explorado os requisitos de qualidade de energia em parques eólicos exigidos pelos órgãos responsáveis do país, bem como as normas técnicas internacionais aplicáveis. A motivação deste tópico será levantar as principais referências dos novos critérios exigidos para parques eólicos conectados à rede básica, os requisitos para medição e diagnóstico da qualidade de energia, bem como propor um novo algoritmo de diagnóstico da localização da distorção harmônica de corrente medida em uma turbina eólica.

Por fim será desenvolvido em detalhes o tema de proteção elétrica na zona de média tensão dentro da uma turbina eólica. A motivação é a aplicação para modelos de aerogeradores que possuem o seu transformador de potência instalado na nacelle (gôndola). Trata-se de uma solução a ser aplicada individualmente em cada turbina, portanto, a adequada proteção elétrica de baixo custo é de extrema relevância uma vez que a falta elétrica poderá provocar danos de grandes proporções em toda a nacelle.

1.2 OBJETIVO E METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO

O objetivo fundamental desta dissertação consiste na análise dos conceitos de uma turbina eólica, os requisitos de qualidade de energia exigidos para parques eólicos conectados à rede básica brasileira, bem como a proteção elétrica da turbina eólica. Associado a este tema será apresentada a coordenação e seletividade de parques eólicos e uma nova proposta de proteção elétrica na zona de média tensão para a região do transformador instalado na nacela de uma turbina eólica.

Para implementar a coordenação e seletividade do parque eólico adotou-se como metodologia de simulação através do programa PTW (Power Tools for Windows), módulo CAPTOR, que traça as características tempo x corrente de coordenação dos componentes elétricos.

Para simulação dos valores de dimensional fractal e lacunaridade das descargas parciais, bem como a distorção harmônica de quinta ordem e as respectivas distribuições gaussianas foi utilizado o software matlab 2014a.

As premissas e configurações de proteção e seletividade são baseadas em normas nacionais e internacionais, boas práticas e experiências empíricas.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Nesta perspectiva, este texto foi distribuído em 5 capítulos, incluindo a presente Introdução.

No **Capítulo 2** são apresentados um histórico do desenvolvimento de uma turbina eólica, a motivação dos primeiros projetos, o crescimento histórico da potência instalada ao longo dos anos com ressalva na recente expansão nos investimentos no Brasil e no mundo de parques eólicos onshore e offshore (afastado da costa). Serão apresentadas as fórmulas e desenvolvimento do cálculo da energia mecânica do vento, a definição do fator de carga para a energia elétrica produzida e o descritivo dos componentes das principais turbinas eólicas existentes no mundo hoje. Maior destaque é dado para o modelo de gerador de indução com rotor bobinado duplamente alimentado e sua operação no modo subsíncrono e supersíncrono juntamente com a definição do escorregamento

adequado para redução da potência do conversor de potência. Ressaltou-se também as proteções elétricas do circuito do conversor (crowbar ativo e passivo) que protege o rotor do gerador elétrico e o painel do conversor contra sobrecorrentes diante dos eventos de afundamento de tensão da rede elétrica bem como o registro real de uma oscilografia mostrando o comportamento da turbina diante de uma variação de tensão de curta duração.

A partir do **capítulo 3** são apresentados os órgãos e entidades responsáveis pela política, desenvolvimento e fiscalização da qualidade de energia, onde são ressaltados os requisitos de qualidade de energia exigidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para geradoras eólicas que se conectam a rede básica. Para os índices de qualidade de energia internacionais aplicáveis a turbinas eólicas utilizou-se a norma IEC 61400-21, “Wind Turbine Generators Systems – Part 21: Measurements and Assessment of Power Quality Characteristics of grid Connected Wind Turbines” [19] onde detalha-se os requisitos exigidos para a realização de campanha de medição de qualidade de energia em turbinas eólicas. Apresentou-se um modelo de analisador de energia reconhecido no mercado nacional e internacional que atende os requisitos normativos para as campanhas de medição solicitadas pela ONS e a norma IEC 61400-21. Finalmente é apresentado o resultado de uma campanha de qualidade de energia [38] ocorrida em um parque eólico no nordeste brasileiro contendo todos os índices exigidos pelo ONS [27][30][31] e a taxa de distorção harmônica de corrente para diferentes valores de potência produzida pela turbina eólica conforme estabelecido pela norma IEC 61400-21 [19].

O **capítulo 4** apresenta uma introdução dos problemas de proteção elétrica enfrentados em turbinas eólicas com foco nos elementos de proteção a montante do gerador de energia em conjunto com os disjuntores da subestação de energia. Foi realizado a modelagem no PTW módulo CAPTOR de um ramo de um parque eólico dos elementos de proteção do gerador de energia da turbina até o ponto de entrega da energia à rede básica pela concessionária. Com isto será apresentado os coordenogramas de proteção de fase destes elementos com as respectivas coordenações e seletividade de forma a atender a adequada seletividade amperimétrica e cronométrica. Será apresentada uma nova proposta de proteção elétrica na zona de média tensão para turbinas eólicas com transformador de potência instalado na nacelle. Esta nova proposta de proteção elétrica irá identificar eventos como, por exemplo, arco elétrico e fuga de corrente de baixa intensidade em média tensão cuja zona de proteção de sobrecorrente esteja livre de

atuação do relé de proteção. Propõe-se através da presente dissertação armazenar uma base de dados com os valores de dimensional fractal e lacunaridade das descargas parciais na média tensão relacionada às medições no compartimento do transformador e a distorção harmônica de quinta ordem medida pelo conversor de potência no lado de baixa tensão. Através dos resultados obtidos definem-se três regras para classificação do tipo de falha elétrica que poderá implicar em uma ordem de manutenção planejada ou na proteção atuada interrompendo imediatamente a operação da turbina eólica.

As conclusões finais desta dissertação decorrentes das análises apresentadas, estão presentes no **Capítulo 5**.

Ao final do texto são apresentadas as **Referências Bibliográficas** utilizadas.

2 SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO

2.1 ENERGIA EÓLICA, HISTÓRICO DO DESENVOLVIMENTO E EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA

A expansão na matriz energética mundial e do Brasil abre as portas para novas fontes renováveis de geração elétrica. Em vista dos efeitos crescentes de poluição ambiental e do aquecimento global, a mobilização mundial por fontes de energia que mitigam impactos ao meio ambiente está recebendo especial atenção e investimentos nos dias atuais, em especial a energia eólica.

Trata-se de uma tecnologia em larga escala relativamente recente. A geração de energia eólica em grande escala através do uso de turbinas eólicas de grande porte evoluiu muito nas últimas décadas. Pode-se considerar que a Alemanha tenha sido responsável pelo surgimento da turbina eólica moderna por volta da década de 1950. A partir da crise do petróleo na década de 1970 a Agência Internacional de Energia (IEA) teve como diretriz o investimento em fontes alternativas de energia elétrica onde as renováveis ganharam força e investimentos significativos.

O programa Federal de Energia Eólica dos Estados Unidos em 1975 juntamente com a Agência Americana de Energia e da NASA executaram um projeto de um modelo experimental de média escala e de eixo horizontal denominado Mod-0. Possuía potência nominal de 100 kW e uma torre de 30,5 m, com rotor de 38,1 m de diâmetro. Em 1979 evoluiu-se para o modelo Mod-0A de 200 kW [12].

Em 1982 os alemães desenvolveram modelos para fins de pesquisa no período de crise de petróleo. Neste mesmo ano surgiu a maior turbina eólica até então instalada: o Growian (Grobe Windenergieanlage) onde foram utilizadas as tecnologias de ponta da época. A turbina utilizava torre tubular flexível com 100 m de altura e 100 m de diâmetro de rotor, duas pás e capacidade máxima de 3000 kW. O projeto não foi um sucesso e após o período de testes este projeto precisou ser encerrado devido aos resultados insatisfatórios [12].

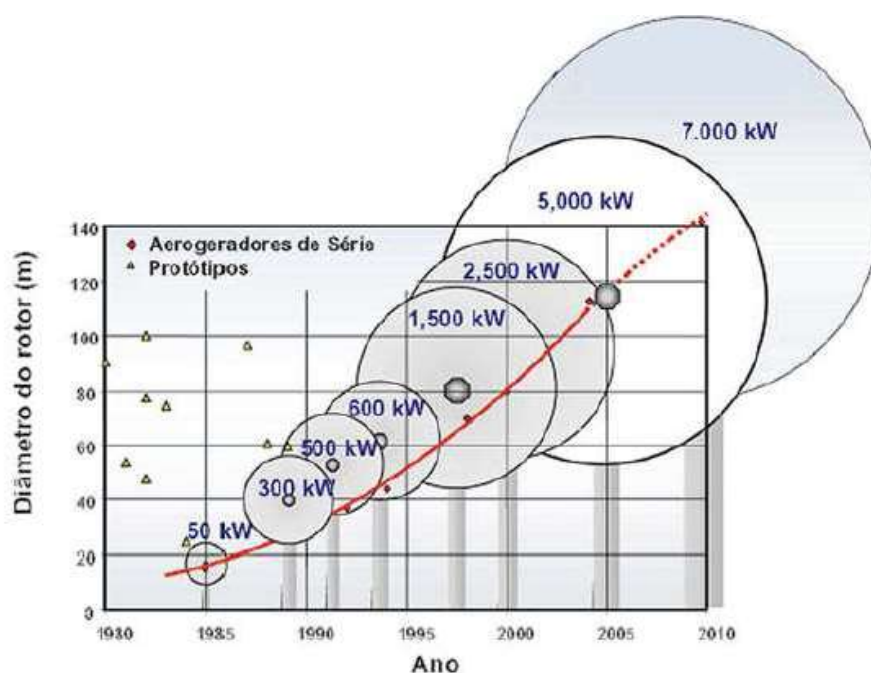


Figura 1 – Evolução dos aerogeradores de 1985 até 2005 [9]

Ao longo dos anos foram desenvolvidas turbinas eólicas com capacidade de geração cada vez maiores, bem como com eficiência energética e confiabilidade mais elevadas ao longo das últimas décadas como presente na Figura 1.

Diversas empresas fabricantes de turbinas eólicas de grande porte estão disponíveis hoje em vários países do mundo. A Tabela 2-1Tabela 2-2 lista as dez maiores empresas internacionais fabricantes de turbinas eólicas de grande porte em 2006 [12]. Estes dados referem-se à capacidade eólica instalada no mundo.

Tabela 2-1 – Participação no comércio das maiores empresas internacionais fabricantes de turbinas eólicas em 2006 [12]

FABRICANTE	POTÊNCIA INSTALADA 2006 (MW)	PARTICIPAÇÃO NA POTÊNCIA INSTALADA EM 2006 (%)	POTÊNCIA ACUMULADA EM 2006 (MW)	PARTICIPAÇÃO NA POTÊNCIA ACUMULADA EM 2006 (%)
Vestas	4.239	28	25.006	34
Gamesa	2.346	16	10.259	14
GE Wind	2.326	15	9.686	13
Enercon	2.316	15	11.001	18
Suzlon	1.157	8	2.641	4
Siemens	1.103	7	5.605	8
Nordex	505	3	3.209	4
Repower	480	3	2.002	3
Acciona	426	3	798	1
Goldwin	416	3	627	1
Outros	689	5	7.267	10
Total	16.003			

Fonte: Merrill e BTM Consult (2009).

Para dados mais recentes referentes ao mês de fevereiro de 2017 a capacidade eólica instalada no Brasil alcançou 10,97 GW de forma a alcançar 7,1% da matriz elétrica brasileira, em um total de geração comercial em operação de 62,01 GW médios em 2016[2].

A curva de capacidade instalada da fonte eólica no Brasil vista na Figura 2 demonstra claramente a rápida expansão desta fonte de geração nos últimos anos onde em 2020 prevê-se o total de 17,94 GW instalados em território brasileiro.

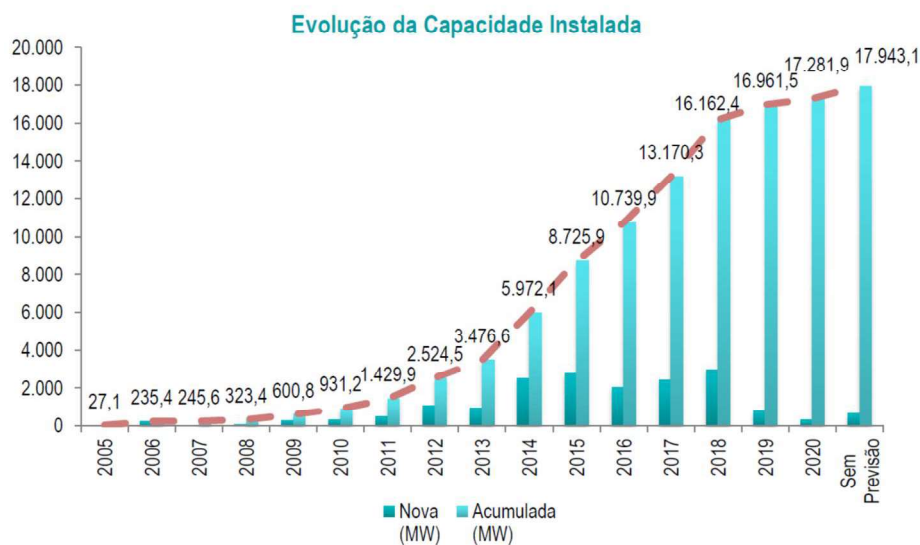


Figura 2 – Evolução da Capacidade Instalada [2]

Foram acrescentados à matriz energética brasileira mais de 2 GW somente em 2016 (81 novos parques eólicos) fazendo com que este número chegasse ao final deste mesmo ano com o total de 10,75 GW de capacidade instalada. Em 2016, o Brasil ultrapassou a Itália no Ranking Mundial de capacidade instalada elaborado pelo GWEC (Global World Energy Council) e agora ocupa a nona posição [1], conforme pode ser visto na Tabela 2-2 a seguir.

Tabela 2-2 Os 10 principais países com capacidade eólica acumulada em 2016 [2]



Estes recentes dados de expansão da geração eólica são ainda mais surpreendentes em outros países como na China, país com a maior capacidade instalada de geração eólica do mundo. No final de 2016 este valor chegou a 168 GW. O potencial eólico na China cresceu 40 vezes de 2006 a 2015, a uma taxa de crescimento médio anual de 45% neste período [43].

De 2020 a 2040 um rápido crescimento é esperado tanto o desenvolvimento da energia eólica quanto solar. Somente na China, por volta de 2030 projeta-se que a capacidade eólica instalada atingirá 1,1 TW, em uma combinação de turbinas eólicas onshore e offshore (o mercado offshore eólico somente em Hebei, Shandong, Jiangsu e Zhejiang atingirá uma capacidade de 300 GW) [43].

2.2 DESCRIÇÃO DA TURBINA EÓLICA

2.2.1 Potência contida nos ventos e o fator de carga

A energia cinética de uma massa de ar “m” em movimento com uma velocidade “v” é dada por:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \text{ joules} \quad (2.1)$$

A energia por unidade de tempo seria:

$$P = \frac{E}{\Delta t} = \frac{1}{2}\dot{m} v^2 = \text{potência do vento [W]} \quad (2.2)$$

Em que:

- \dot{m} = fluxo de massa por unidade de tempo
- P = Potência elétrica em Watts
- v = velocidade do vento [m/s]

A massa que se move por uma determinada área “A” na unidade de tempo é dada por:

$$\dot{m} = \rho Av \quad (2.3)$$

Onde $\rho = \frac{Pr}{R.T}$ é a massa específica do ar onde:

- Pr = Pressão do ar;
- T= temperatura em escala absoluta
- R= constante do gás

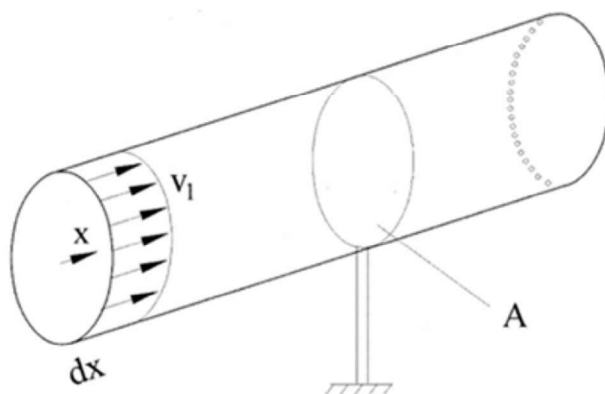


Figura 3 – Fluxo de ar em uma área transversal A [9]

Logo substituindo a equação (2.3) na equação (2.2), resulta em:

$$P = \frac{E}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho A v^3 = \text{potência do vento [W]} \quad (2.4)$$

Para cada altura há uma temperatura e pressão atmosférica específica, portanto a altura da torre da turbina eólica é um fator importante na definição da capacidade de geração eólica de um aerogerador.

Considerando as pás das turbinas onde ocorre a conversão da energia mecânica do vento em movimento rotacional do rotor, tem-se a perda de velocidade do vento para V_3 em relação à velocidade inicial V_1 conforme Figura 4.

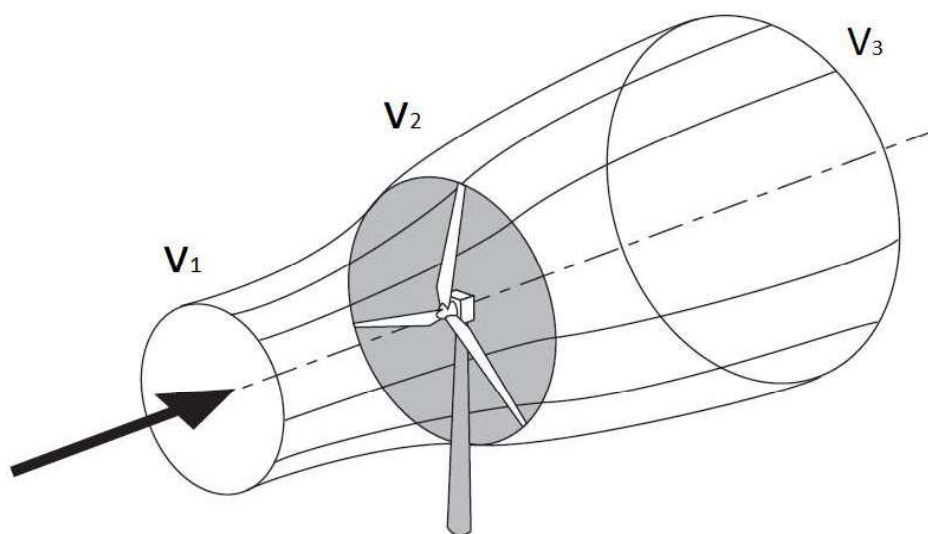


Figura 4 – Perdas de velocidade do vento [5]

A potência mecânica extraída pelas pás do aerogerador P_m é:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho (A_1 V_1^3 - A_3 V_3^3) = \text{potência do vento [W]} \quad (2.5)$$

Porém pela lei da continuidade de fluxo:

$$\rho_1 A_1 V_1 = \rho_2 A_2 V_2 = \rho_3 A_3 V_3 = \dot{m} \text{ [kg/s]} \quad (2.6)$$

Substituindo a equação (2.6) na equação (2.5):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A_1 V_1 (V_1^2 - V_3^2) \text{ [W]} \quad (2.7)$$

Ou:

$$P_m = \frac{1}{2} \dot{m} (V_1^2 - V_3^2) \text{ [W]}$$

Como a velocidade do fluxo na pá do aerogerador V_2 é igual à média aritmética de V_1 e V_3 há:

$$\dot{m} = \rho AV_2 = \frac{1}{2} \rho A (V_1 + V_3) \text{ [kg/seg]} \quad (2.8)$$

Substituindo a equação 2.8 na equação 2.7:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A V_1^3 \frac{\left(1 + \frac{V_3}{V_1}\right) \left[1 - \left(\frac{V_3}{V_1}\right)^2\right]}{2} \text{ [W]} \quad (2.9)$$

Sendo $C_p = \frac{\left(1 + \frac{V_3}{V_1}\right) \left[1 - \left(\frac{V_3}{V_1}\right)^2\right]}{2}$, (2.10)

denominado “coeficiente de potência” ou eficiência do rotor [12].

A eficiência do rotor C_p atinge seu valor máximo a uma razão de $\frac{V_3 - 1}{V_1} = \frac{1}{3}$ resultando em um valor ideal da eficiência do rotor de 0,593. Ou seja, teoricamente o máximo de potência mecânica transformada na turbina eólica a partir da energia cinética do vento não ultrapassará 59,3%.

Outra equação muito utilizada é o **fator de carga**. Basicamente mede-se a relação entre a energia elétrica gerada por um conjunto de turbinas eólicas em um período de tempo, usualmente um ano, pela sua capacidade máxima de geração de energia elétrica. O fator de carga não mede a eficiência da turbina eólica, mas sim a energia elétrica gerada pelo vento existente levando em consideração todas as perdas de produção devido à manutenção, por exemplo.

2.2.2 Descrição e modelos de aerogeradores

Existem turbinas eólicas de eixo vertical (pás que giram ao redor da torre) e as turbinas de eixo horizontal que são as mais utilizadas. O presente texto restringe-se ao tipo de turbina mais utilizada no mercado atual que são os aerogeradores de eixo horizontal, com três pás, rotor único e de grande porte.

De forma simplificada, os principais componentes de uma turbina eólica compreendem são:

- o **rotor** que é a parte girante formada pelo cubo e as três pás. O diâmetro do rotor refere-se à circunferência formada pelo giro das pás, conforme a

área cinza representada na velocidade 2 da **Figura 4**. As pás possuem diversos formatos a depender do projeto de cada fabricante que busca maximizar a eficiência do rotor C_p – equação (2.10).

- a **nacele**, ou gôndola, que é composta pelos principais componentes da turbina eólica como a multiplicadora, gerador elétrico, conversor e o transformador de potência. Alguns fabricantes não utilizam o transformador na nacele, alocando-o em uma pequena central elétrica separada da turbina eólica.
- a **torre** para elevação da nacele de forma a capturar a maior energia cinética do vento possível e também como infraestrutura para acesso à nacele e o cubo. Normalmente as torres são formadas de concreto ou somente aço.

Ver **Figura 5** para maiores detalhes dos componentes encontrados na maioria dos modelos de turbinas eólicas de grande porte instaladas no período atual.

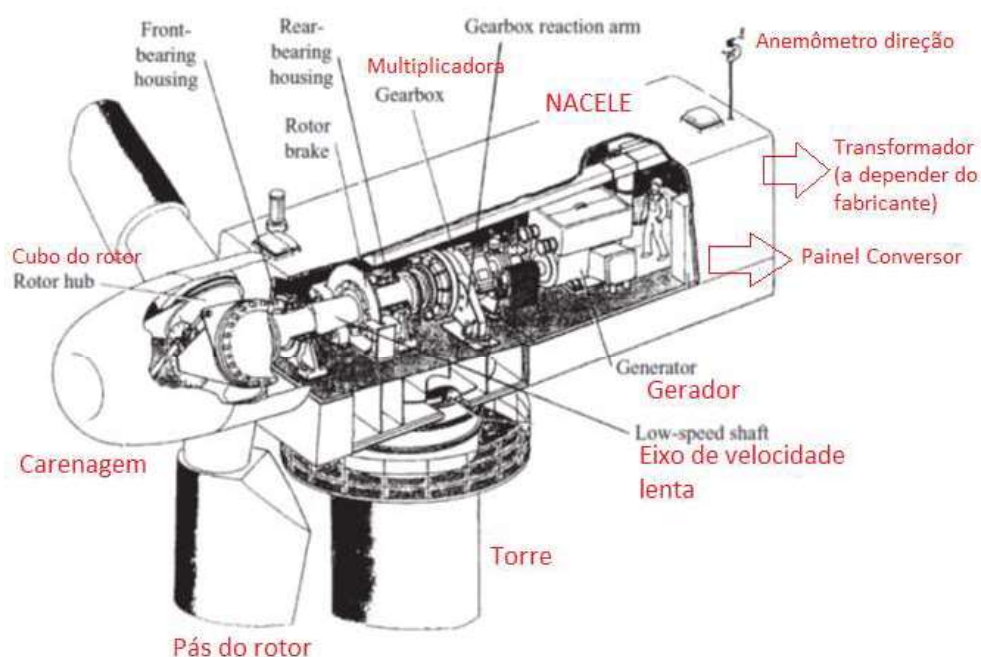


Figura 5 – Vista geral da nacele de um aerogerador tradicionalmente utilizado [5]

O eixo principal possui giro lento (referente à velocidade angular das pás) e precisa passar por um elemento que eleve a rotação mecânica para velocidades mais

elevadas aplicáveis ao gerador elétrico de 4 ou 6 polos. A multiplicadora é um elemento mecânico que fará a multiplicação do giro do eixo principal através de engrenagens (eixo planetário ou paralelo). Caso não esteja presente a multiplicadora, o acoplamento será direto ao gerador elétrico em baixa rotação, sendo, portanto, compensado pela quantidade elevada de polos deste gerador e por um conversor de potência de capacidade máxima igual ao gerador [12].

Existem diversos tipos de geradores disponíveis no mercado como observa-se na Figura 6. O presente trabalho irá detalhar somente o gerador de indução com rotor bobinado duplamente alimentado em conjunto com conversores de potência bidirecionais. Esta topologia é utilizada em diversos modelos de turbinas eólicas de grande porte instaladas no mundo e no Brasil.

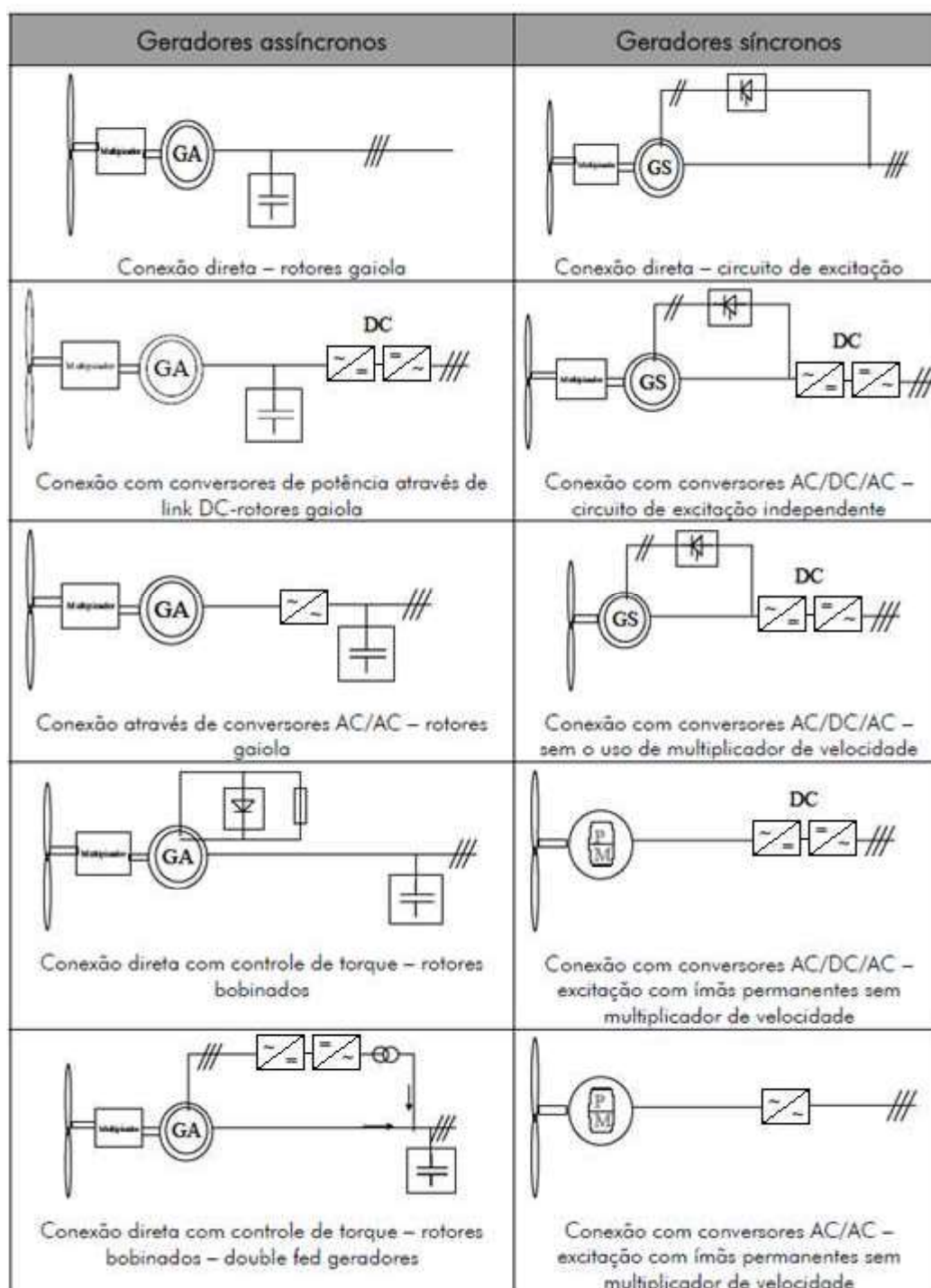


Figura 6 – Principais tipos e formas de conexão de turbinas eólicas [37]

2.2.3 Gerador de indução com rotor bobinado duplamente alimentado

O gerador de indução com dupla alimentação (DFIG – Doubly Fed Induction Generator) vem sendo amplamente utilizado em turbinas eólicas conectadas a rede elétrica por permitir a operação em velocidade variável através da utilização de um conversor de potência bidirecional (back-to-back) para alimentação do circuito rotórico do gerador.

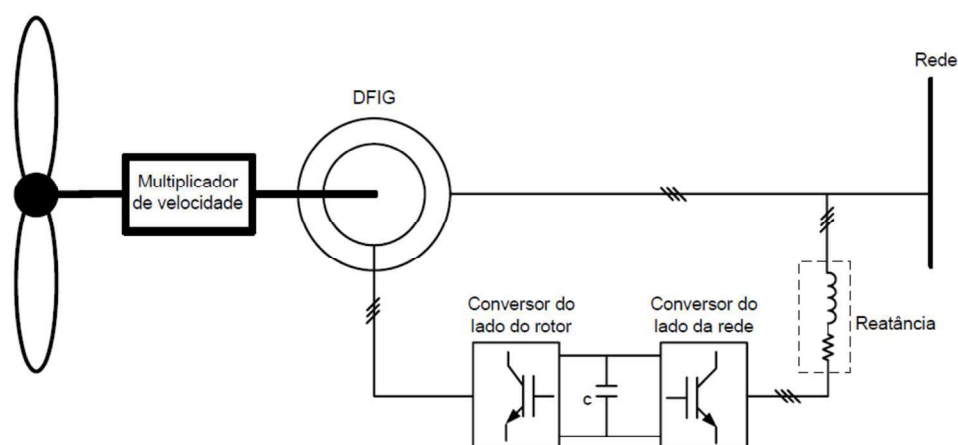


Figura 7 – Sistema eólico baseado no DFIG [42]

Em termos de potência mecânica (P_m) define-se que a energia convertida em elétrica seja a gerada no estator (P_s) menos a parcela que alimenta o circuito do rotor (P_r):

$$P_m = P_s - P_r \quad (2.11)$$

A potência mecânica é definida como:

$$P_m = T_{mec} \cdot \omega_r \quad (2.12)$$

Onde o torque mecânico (T_{mec}) iguala-se ao conjugado elétrico (T_e) em regime permanente:

$$P_m = T_e (1 - s) \omega_s \quad (2.13)$$

Para a definição das potências do estator e rotor tem-se:

$$P_s = T_e \cdot \omega_s \quad (2.14)$$

$$P_r = P_s - P_m = s T_e \cdot \omega_s \quad (2.15)$$

Ou:

$$P_r = s P_s \quad (2.16)$$

Ou seja, para um escorregamento “s” próximo de zero a potência do rotor será baixa possibilitando que o conversor de potência seja dimensionado para uma porcentagem menor da potência total do gerador. Em outras palavras, se o aerogerador for projetado para acoplar à rede somente quando estiver próximo da velocidade síncrona, haverá redução do custo com o conversor de potência e consequentemente da turbina [42].

Em termos gerais a potência ativa e reativa do circuito estático do gerador é controlado pelo conversor que alimenta o circuito rotórico, enquanto que o conversor do lado da rede elétrica possui a função de regular a tensão do barramento de corrente contínua [42]. Porém o conversor de potência trabalhará nos dois sentidos uma vez que é bidirecional operando tanto no modo subsíncrono (abaixo da velocidade síncrona) quanto no modo supersíncrono (acima da velocidade síncrona).

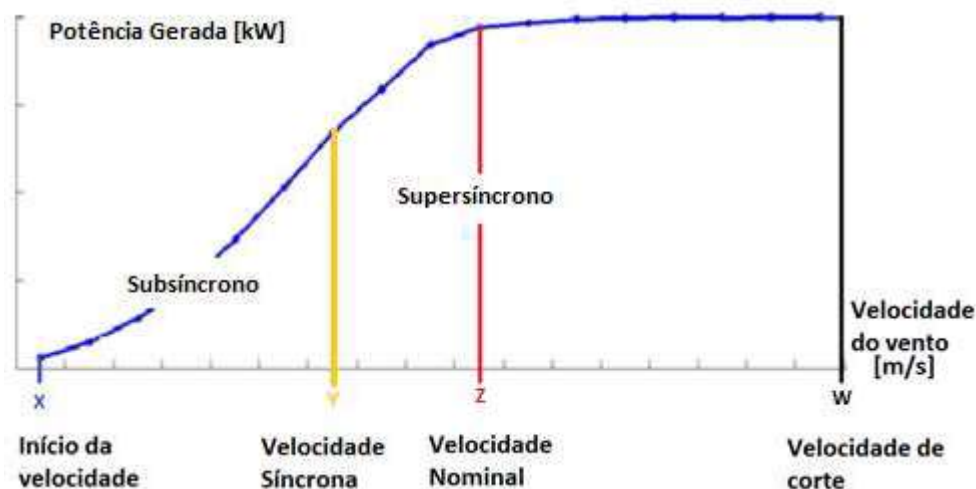


Figura 8 – Gráfico Típico de um Aerogerador DFIG

A Figura 8 mostra de forma genérica a curva de potência da turbina eólica com tecnologia DFIG para diferentes velocidades de vento. A operação inicial da turbina ocorrerá a “x” m/s referindo-se ao momento em que o gerador se acopla a rede elétrica. Com velocidades entre “x” e “y” m/s o conversor operará no modo subsíncrono com o sentido de corrente fluindo da rede para o rotor do gerador. A partir da velocidade síncrona o gerador iniciará o modo de operação supersíncrono em que estará operando com a corrente no sentido oposto, do rotor para a rede até a velocidade máxima de corte “w”, que coloca a turbina em parada de produção para a sua própria proteção. A zona de

operação da turbina ocorrerá normalmente para escorregamentos menores, ou seja, com velocidades do rotor não muito distantes da velocidade síncrona.

Quedas de Tensão de Curta Duração e seus Efeitos:

Durante o instante transitório de uma queda de tensão de rede (que é o mesmo ponto elétrico do estator) haverá uma elevação de corrente no estator uma vez que a potência mecânica não se reduz instantaneamente. Portanto, por analogia ao modelo de um transformador trifásico a corrente será induzida nas bobinas do rotor, elevando ainda mais a corrente rotórica, se a sua quantidade de espiras for maior que o estator. Esta corrente adicional irá percorrer o conversor, o que poderá causar queimas dos componentes eletrônicos caso nenhuma proteção adicional esteja presente.

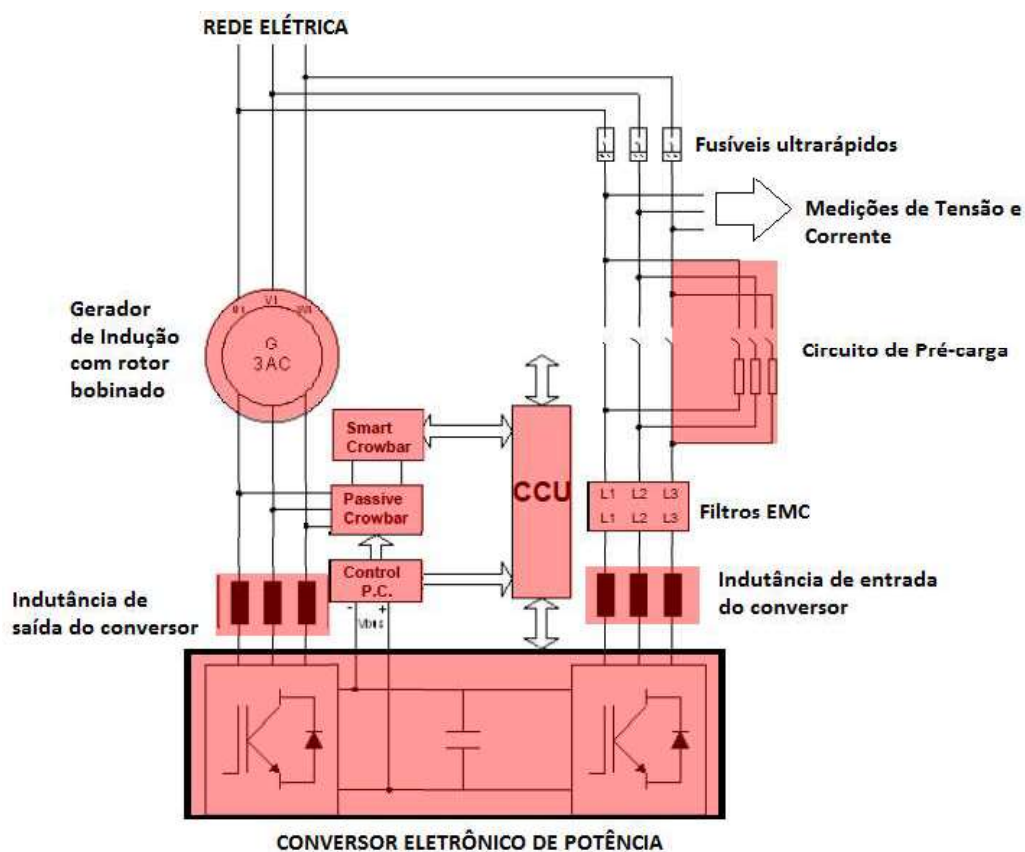


Figura 9 – Sistema eólico baseado no DFIG em visão detalhada

Nota-se que a Figura 9 apresenta dois elementos chamados de “Smart Crowbar” e “Passive Crowbar” [43], que são os circuitos de Crowbar ativo e crowbar passivo respectivamente. No momento em que houver afundamento de tensão da rede elétrica, por exemplo, a turbina desacoplará da rede elétrica o que provocará um transitório de corrente no estator que induzirá sobrecorrentes transitórias elevadas no circuito rotórico. Estas elevações de corrente transitória no circuito do rotor poderão causar queimas nos circuitos eletrônicos do conversor se não existirem proteções elétricas para estes fenômenos. O crowbar passivo possui tiristores que curto-circuita a alimentação do rotor temporariamente protegendo o conversor das correntes induzidas vindas do estator que possam danificar os equipamentos eletrônicos.

O crowbar ativo é um elemento eletrônico que é acionado quando a corrente no lado do rotor ou a tensão no link DC do banco de capacitores do conversor excede um determinado valor [43].

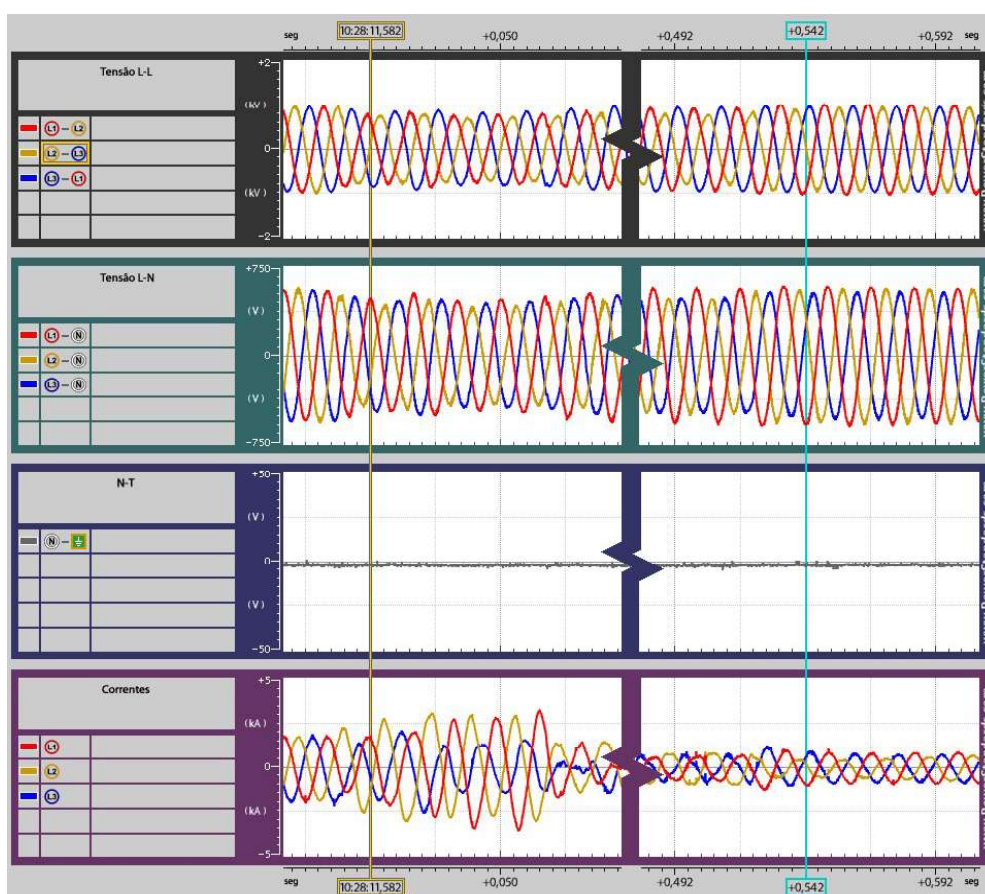


Figura 10 – Variação de Tensão de Curta Duração. Afundamento chegando a 0.72 pu e duração 542 ms [38].

Observa-se na Figura 10 o registro real de um evento de oscilografia medido por um analisador de energia conectado nos terminais do estator do gerador no mesmo ponto elétrico da rede elétrica por ela conectada. Houve um afundamento de tensão chegando ao valor mínimo de 0.72 pu e a duração total do evento foi de 542 ms [38]. Nos primeiros 50 ms ainda não houve tempo dos dispositivos crowbar ativo e passivo atuarem de forma que houve uma elevação na corrente do estator. Porém, após a atuação dos dispositivos do crowbar a elevação da corrente rotórica é reduzida no conversor e consequentemente no estator, como observa-se através deste registro.

O próximo tópico indicará os limites de variação de tensão de curta duração exigidos pelo ONS onde poderá se comprovar que o valor da queda de tensão registrada nesta oscilografia não foi de intensidade suficiente para que a turbina pudesse desacoplar da rede elétrica interrompendo o seu fornecimento de energia.

3

REQUISITOS DE QUALIDADE DE ENERGIA PARA PARQUES EÓLICOS

3.1 ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Através das leis nº 10.847/2004 e nº 10.848/2004 a formulação das políticas para o setor de energia elétrica ocorre por meio do Ministério de Minas e Energia (MME) com o assessoramento do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Congresso Nacional [25].

Os instrumentos legais que criam agentes como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vinculada ao MME realiza os estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que entra na parte associada a negociação da energia no mercado livre [10][6].

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia vinculada ao MME criada para regular o setor elétrico por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº

2.335/1997. Basicamente a ANEEL possui as atribuições de regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, bem como fiscalizar os órgãos vinculados a área de forma a implementar as políticas e diretrizes solicitadas pelo MME.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável por coordenar e supervisionar a operação centralizada do sistema interligado brasileiro. O mesmo acompanha e avalia permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento de energia elétrica. Portanto este órgão define os requisitos mínimos que devem ser atendidos para conexão de um parque eólico à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) no tocante a qualidade de energia elétrica [27].

A seguir na Figura 11 apresenta um resumo da estrutura institucional do setor elétrico brasileiro.

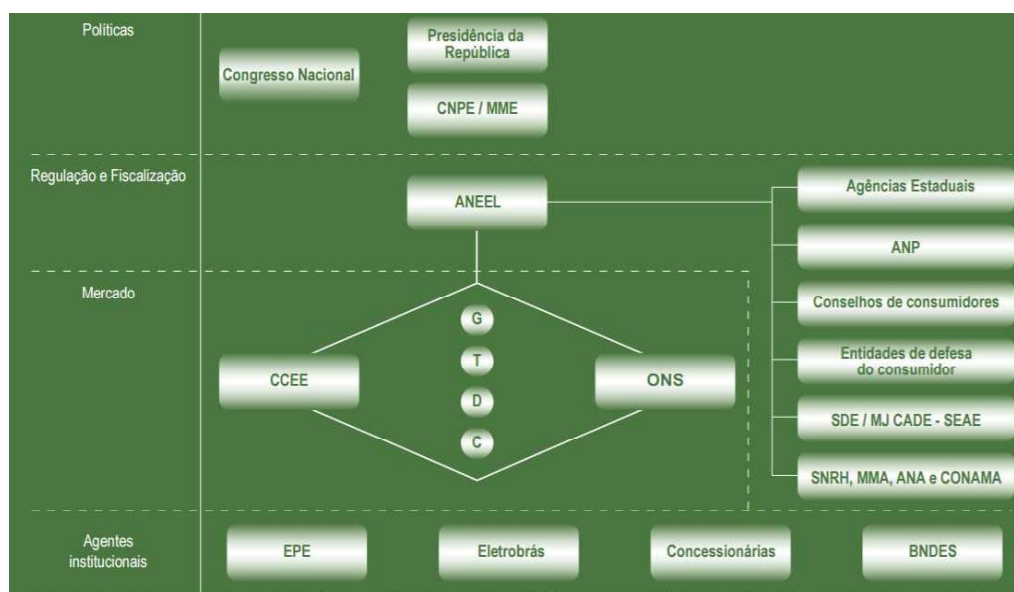


Figura 11 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico [9]

Os agentes que se conectam à rede básica possuem a responsabilidade de realizar medições e estudos específicos relacionados ao desempenho de sua instalação quanto a qualidade da energia elétrica. O documento que consolida e estabelece as condições de acesso é o “Parecer de Acesso” cuja responsabilidade de emissão é do ONS, para acessos solicitados à Rede Básica, ou das concessionárias ou permissionárias de distribuição quando o acesso for solicitado ao sistema de distribuição ou às DITs (Demais Instalações de Transmissão) [26].

3.2 INDICADORES DE QUALIDADE DE ENERGIA EM CAMPANHAS DE MEDIÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

A Tabela 3-1 apresenta as principais normas e diretrizes nacionais e internacionais utilizadas para o gerenciamento dos indicadores de qualidade de energia para conexão de um parque eólico à rede básica. Diversas outras normas não listadas nesta tabela são utilizadas para subsídio à aplicação das mesmas.

Tabela 3-1 – Principais normas aplicáveis à qualidade de energia em parques eólicos

Nacional	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica. Rev. 2.0, 12.2016 [30]
Nacional	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 3.6 – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão. 12.2016 [31]
Nacional	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS NT 009/2016 – Instruções para realização de estudos e medições de QEE relacionados aos novos acessos à rede básica para parques eólicos, solares e consumidores livres. Rev. 1.0, 04.2016. [27]
Nacional	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS 2.1- 028/2005 – Definição das Metodologias e Procedimentos Necessários às Campanhas de Medição dos Indicadores de Desempenho. Rev. 4, 14.10.2007 [28]
Internacional	INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Wind Turbine Generators Systems – Part 21: Measurements and Assessment of Power Quality Characteristics of grid Connected Wind Turbines: IEC 61400-21. Edition 2.0, 08.2008 [19]
Internacional	INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques— Power quality measurement methods: IEC 61000-4-30. 2015 [17]
Internacional	EUROPEAN COMMITTEE FOR ELECTROTECHNICAL STANDARDIZATION. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems: EN 50160. 2010. [11]
Internacional	INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Recommended practice for monitoring electric power quality: IEEE 1159. 2009. [20]

A norma internacional IEC 61000 provê descrições gerais dos diversos parâmetros de qualidade de energia, com métodos de medição, cálculos, etc. Por exemplo, a IEC 61000-4-30 [17] fornece um guia para as campanhas de medição e a caracterização dos diversos índices de qualidade de energia. Similar a esta norma internacional existe a IEEE 1159 [20] que inclui descrições dos fenômenos eletromagnéticos ocorridos em sistemas de potência, recomendações práticas de técnicas de medição de campanhas de monitoramento bem como a interpretação dos resultados obtidos.

A norma internacional europeia EN 50160:2010 [11] fornece os limites e tolerâncias das principais características de tensão das redes de baixa, média e alta tensão em condições normais de operação. Esta norma é largamente utilizada por serviços de utilidade pública e órgãos reguladores de forma a definir a qualidade de energia em redes de distribuição europeias. Já os métodos de medição para aplicação desta norma são descritos na IEC 61000-4-30 [17]. Um exemplo de analisador de energia que utiliza os limites presentes na norma europeia EN 50160:2010 é o modelo Fluke 434-II/435-II/437-II “Three Phase Energy and Power Quality Analyzer” [13].

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável por coordenar e supervisionar a operação centralizada do sistema interligado brasileiro. O mesmo acompanha e avalia permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento de energia elétrica. Portanto este órgão define os requisitos mínimos que devem ser atendidos para conexão de um parque eólico à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) no tocante a qualidade de energia elétrica.

Para o gerenciamento dos indicadores de qualidade de energia elétrica da rede básica deve-se atender os requisitos solicitados pelo ONS através do Submódulo 2.8 [30] quando ocorrem solicitações de acesso de um parque eólico bem como ao ONS NT 009/2016 – “Instruções para realização de estudos e medições de QEE relacionados aos novos acessos à rede básica para parques eólicos, solares e consumidores” [27]. Um desempenho satisfatório dos indicadores de qualidade garante que o Submódulo 3.6 [31] tenha seus requisitos técnicos mínimos atendidos no ponto de conexão do parque eólico.

O período de medição exigido pelo ONS é de sete dias completos e consecutivos para flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão e distorção harmônica de tensão considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos.

Indicadores de frequência:

A Tabela 1 – “Limites para avaliação do desempenho da frequência durante distúrbios” do ONS [30] estabelece os limites máximos de variação da frequência dentro de determinado limite de tempo para o ponto de acoplamento de uma central de geração, também aplicável a um parque eólico.

A período base de campanha de medição para diagnóstico do comportamento da frequência no ponto de acoplamento é de um ano.

Tensão em regime permanente:

O item 9.2 do ONS [30] estabelece os limites máximos de variação da tensão nominal em regime permanente para o ponto de acoplamento de uma central de geração, também aplicável a um parque eólico.

A período base de campanha de medição para diagnóstico da tensão nominal no ponto de acoplamento é de um mês.

Flutuação de tensão Pst e Plt:

A flutuação de tensão é uma variação aleatória do valor eficaz de tensão. Seus indicadores de flutuação de tensão são o Pst (Severidade de Curta Duração), a ser verificada em um período contínuo de 10 minutos, e o Plt (Severidade de Longa Duração), cujo período se estende para duas horas através de 12 valores consecutivos de Pst. Todos devem ser menores ou iguais a 1. Detalhes dos requisitos estão presentes no item 9.3 de [30].

A Tabela 3-2 refere-se a tabela 3 do submódulo 2.8 com os limites globais inferior e superior dos indicadores de flutuação de tensão. FT é o fator de transferência relacionada a tensão nominal do barramento que, neste caso, refere-se a 1 para a tensão de distribuição de um parque eólico do Brasil que normalmente é de 34,5 kV.

Tabela 3-2 – Limites de Pst (Severidade de Curta Duração) e Plt (Severidade de Longa Duração)

Limite	PstD95%	PltS95%
Limite global inferior	$1pu/FT$	$0,8pu/FT$
Limite global superior	$2pu/FT$	$1,6pu/FT$

As expressões para o cálculo Pst e Plt estão presentes no submódulo 2.8 [30] onde calcula-se conforme procedimento definido na IEC 61000-4-15 Flickermeter – Functional and Design Specifications. Basicamente leva-se em consideração uma somatória ponderada de níveis de sensação de cintilação que foi ultrapassada para diferentes períodos de tempo.

Desequilíbrio de tensão:

O item 9.4 do ONS [30] estabelece os limites máximos de desequilíbrio de tensão através da relação entre a componente de sequência negativa e positiva para o ponto de acoplamento de uma central de geração, também aplicável a um parque eólico.

A período base de campanha de medição para diagnóstico da tensão nominal no ponto de acoplamento é de sete dias consecutivos.

Distorção harmônica de tensão:

O item 9.5 do ONS [30] estabelece os limites máximos de distorção harmônica de tensão para diferentes ordens para o ponto de acoplamento de uma central de geração, também aplicável a um parque eólico.

A período base de campanha de medição para diagnóstico da taxa de distorção harmônica de tensão para diferentes ordens de harmônica no ponto de acoplamento é de sete dias consecutivos.

Variações de tensão de curta duração (VTCD):

O item 9.6 do ONS [30] classifica as variações de tensão de curta duração (VTCD) no ponto de acoplamento de uma central de geração também aplicável a um parque eólico.

O quadro 2 do ONS [30] define a classificação de cada tipo de variação de tensão de curta duração, este quadro está retratado novamente na Tabela 3-3

Tabela 3-3 - Tipos de variação de tensão de curta duração

Tipo de VTCD	Duração da VTCD	Amplitude da VTCD, em relação à tensão nominal
Interrupção momentânea de tensão – IMT	inferior ou igual a 3 (três) segundos	inferior a 0,1 pu
Afundamento momentâneo de tensão – AMT	igual ou superior a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	igual ou superior a 0,1 e inferior a 0,9 pu
Elevação momentânea de tensão – EMT	igual ou superior a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	superior a 1,1 pu
Interrupção temporária de tensão – ITT	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	inferior a 0,1 pu
Afundamento temporário de tensão – ATT	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	igual ou superior a 0,1 e inferior a 0,9 pu
Elevação temporária de tensão – ETT	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	superior a 1,1 pu

A período base de campanha de medição para diagnóstico do comportamento da variação de tensão no ponto de acoplamento é de um ano.

O tópico 8.2 do submódulo 3.6 do ONS [31] detalha diversos requisitos técnicos obrigatórios de desempenho das turbinas eólicas frente a distúrbios de rede para permitir que as centrais eólicas se conectem à rede básica:

- ✓ Operação em regime de frequência não nominal;
- ✓ Geração/absorção de potência reativa;
- ✓ Modos de Controle: tensão, potência reativa e fator de potência;
- ✓ Operação em regime de tensão não nominal;
- ✓ Atendimento do fator de potência em regime de tensão não-nominal;
- ✓ Participação em SEP: possibilidade de desconexão automática e redução de geração;
- ✓ Potência ativa de saída: mapa de recuperação de potência após um distúrbio;
- ✓ Inércia Sintética da central geradora

Para determinados eventos da Tabela 3-3, a turbina eólica será desacoplada da rede de forma a proteger-se dos danos que as máquinas sofrem com tais perturbações. Os limites são definidos no item 8.7 do submódulo 3.6 do ONS [31] presente na Figura 12. A região cinza da Figura 12 refere-se à zona onde as turbinas eólicas devem permanecer em funcionamento conectadas à rede. Caso os afundamentos ou picos de tensão ultrapassem esta região, a turbina irá interromper a sua geração e entrar no estado de emergência (irá parar de girar aguardando a normalização das condições de rede). Porém cabe ressaltar que para o ONS o desempenho da rede é obtido através de medições no ponto de acoplamento comum do parque eólico à rede básica.

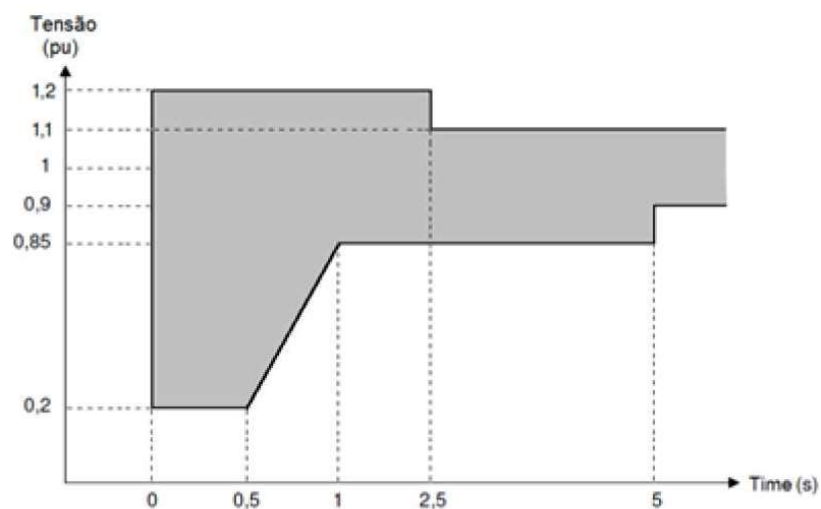


Figura 12 - Tensão nos terminais dos aerogeradores [31]

A norma IEC 61400-21, “Wind Turbine Generators Systems – Part 21: Measurements and Assessment of Power Quality Characteristics of grid Connected Wind Turbines” [19] fornece a metodologia para a apresentação, teste e avaliação dos principais parâmetros de qualidade de energia de redes elétricas conectadas a turbinas eólicas. A sua aplicação é ampla e aborda desde cálculos de projeto para novas turbinas eólicas utilizadas pelos fabricantes, que precisam atender os diversos requisitos de qualidade de energia, como também suporte ao operador da turbina, planejamento de órgãos reguladores e autoridades certificadoras.

As recomendações existentes na IEC 61400-21 [19] podem ser utilizadas para preparação de campanhas de medição de qualidade de energia e avaliação dos resultados de qualidade de energia de redes elétricas em uma determinada turbina eólica em fase de operação. O órgão regulamentador do Brasil define os limites de cada índice, porém os princípios utilizados nesta norma poderão ser utilizados como guia para realização de campanhas nas turbinas eólicas e para avaliações de novos parâmetros.

As normas da ONS não exigem limites de harmônicos de corrente, porém a IEC 61400-21, tópico 6.4, apresenta os requisitos para medição de harmônicos de corrente e interharmônicos até 50 vezes a frequência fundamental de 60Hz. Para a realização da campanha de medição é necessário controlar a potência gerada da turbina em valores discretos de 0, 10, 20, ... até 100 % da plena carga com o controle de potência reativa sempre em zero. Os resultados devem ser apresentados em tabelas cujo formato está no Anexo A desta norma.

Algumas turbinas eólicas possuem transformadores em sua nacelle, outras não. O ponto de medição poderá ser tanto no lado de baixa tensão como no de alta, a depender do fácil acesso do fabricante, pois não se esperam diferentes resultados dos indicadores de qualidade de energia para estes dois pontos, conforme item 7.1.1.

Nesta norma são incluídos também possíveis testes de resposta da turbina em frente a quedas de tensão e de set-points de controle de energia ativa, bem como de capacidade de geração de potência reativa. Também está incluído o tempo de restabelecimento de operação da turbina após falhas de rede.

A norma internacional de projeto de turbinas eólicas IEC 61400-1 [18] define que não mais de 20 interrupções de serviço deverão ocorrer ao longo de um ano. Um número elevado de desacoplamento das turbinas eólicas, devido às variações de tensão de curta duração, implicaria em perdas econômicas de geração e possíveis danos elétricos e mecânicos, que poderiam demandar manutenções corretivas nestes equipamentos [43].

Uma nova proposta dos autores desta dissertação seria utilizar o método CARCI, presente na referencia [7] para mensurar quantitativamente o impacto econômico das quedas de tensão de rede. Basicamente através de campanhas de medição anuais seria preenchida a tabela 8 do submódulo 2.8 [30] com todas as variações de tensão de curta duração. Para as quedas que ultrapassem a área cinza da figura 1 seria dado um peso maior no custo do que as pequenas quedas, que não implicam no desacoplamento da turbina da rede elétrica. Ao final seria calculado o custo total das quedas de tensão que, ao ser normalizado, poderia ser comparada ano a ano para definição da qualidade da rede elétrica com relação a este evento.

A solução final para um resultado de má qualidade da rede elétrica será trabalhar com todas as partes envolvidas em uma solução que se possa garantir a melhoria contínua nos índices de qualidade de energia de interesse tanto dos fabricantes de turbina eólica quanto dos responsáveis pela manutenção dos parques eólicos e do sistema elétrico de transmissão e distribuição.

Distorção harmônica de corrente emitida pelas turbinas eólicas - IEC 61400-21

Devem ser atendidos os requisitos presentes na IEC 61400-21, “Wind Turbine Generators Systems – Part 21: Measurements and Assessment of Power Quality Characteristics of grid Connected Wind Turbines” [19] uma vez que não há requisitos e

limites de harmônicos de correntes nas solicitações do ponto de entrega no Submódulo 2.8 da ONS [30].

Os valores das taxas de distorção harmônica de corrente medidas na turbina eólica devem ser evidenciadas em uma tabela em porcentagem da potência ativa variando de 0, 10, 20, ..., a 100% da potência nominal. A Tabela 3-3 apresenta os limites considerados na distinção entre os patamares de potência (10, 20, ..., 100% da potência nominal) para as amostras medidas conforme para a tabela IEC61400-21.

Tabela 3-4 – Limites de variação das potências de saída para cada medição

Potência de Saída (% de Pn)	Limites considerados para as amostras (% de Pn)
10%	entre 8 e 12% de Pn
20%	entre 15.6 e 25.5% de Pn
30%	entre 25.6 e 30.5% de Pn
40%	entre 35.6 e 45.5% de Pn
50%	entre 45.6 e 55.5% de Pn
60%	entre 55.6 e 65.5% de Pn
70%	entre 65.6 e 75.5% de Pn
80%	entre 75.6 e 85.5% de Pn
90%	entre 85.6 e 95.5% de Pn
100%	entre 95.6 e 105.5% de Pn

As componentes de harmônicas individuais de corrente deverão ser especificadas em valores distribuídos de frequência até 50 vezes a frequência fundamental da rede (60Hz).

Os valores de harmônicas deverão ser gravados com a turbina operando com potência reativa próxima de zero, com o seu setpoint de potência reativa registrando $Q=0$ conforme tópico 6.4 da norma IEC61400-21 [19]. Na impossibilidade de atingir uma campanha de medição da turbina com energia reativa próxima de zero esta informação precisará ser declarada.

A seguir há a tabela referente ao anexo A.3.1 [19]. A “Pbin(%)” presente nesta tabela diz respeito a potência ativa gerada pela turbina. O “THC(%)” refere-se aos resultados medidos das taxas de distorção harmônica de corrente total para cada “Pbin(%)”.

Tabela 3-5 – Tabela para registro o nível de harmônicos até a 50ª ordem para diferentes potências [19].

P_{bin} (%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
H	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											
11											
.....											
45											
46											
47											
48											
49											
50											
THC (%)											

Deve ser calculado para cada série de 10 minutos de medição o máximo valor médio em 10 minutos para cada 10% de potência da turbina.

Conforme IEC61400-21 [19] as avaliações dos limites aplicados para emissão de harmônicas de corrente estão presentes na norma IEC 61000-3-6 [16]. Porém a IEC61400-21 [19] diz no tópico 8.3 que as harmônicas de corrente devem ser limitadas até o valor necessário para evitar que se atinja valores inaceitáveis de harmônicas de tensão no ponto de conexão do parque eólico à rede básica. Os limites de harmônicas de tensão exigidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico [30] são os indicadores mandatórios e os índices de distorção harmônicas de corrente emitidos pelas turbinas eólicas são calculados para que se atinja esta finalidade.

Cabe ressaltar que os valores exigidos pela IEC61400-21 [19] são somente para a operação contínua da turbina eólica. A justificativa está retratada em nota em sua página 16: “as harmônicas são consideradas inofensivas caso a sua duração seja limitada a um curto período de tempo. Portanto esta parte da IEC 61400 não requer a especificação da curta duração das harmônicas causadas pela turbina durante a energização ou operações de comutação.”

3.3 CAMPANHA DE MEDIÇÃO DE QUALIDADE DE ENERGIA REALIZADA EM UM PARQUE EÓLICO

O instrumento de medição utilizado no processo de apuração dos indicadores deve ter desempenho compatível com equipamento classe A da IEC 61000-4-30 conforme exigência do ONS [30]. A Tabela 3-6 apresenta a especificação dos requisitos exigidos para aos equipamentos de medição em turbinas eólicas, trata-se da tabela 2 da IEC 61400-21 [19].

Tabela 3-6 – Requisitos dos equipamentos de medição conforme tabela 2 da IEC 61400-21 [19]

Equipment	Required accuracy	Compliance with standard
Voltage transformers	Class 1,0	IEC 60044-2
Current transformers	Class 1,0	IEC 60044-1
Anemometer	$\pm 0,5$ m/s	IEC 61400-12-1 (as a guidance)
Filter + A/D converter + data acquisition system	1 % of full scale	IEC 62008

Portanto a precisão dos transformadores de corrente e tensão deve ser classe 1,0 em atendimento a norma IEC 600044-1 e IEC 600044-2, respectivamente. Para maiores detalhes dos requisitos do equipamento de teste poderá ser consultado o tópico 7.1.3 da norma IEC 61400-21 [19]. Como exemplo de um medidor que atende aos requisitos da IEC -61000-4-30 class A edition 3 e ANSI C12.20-2010 Class 0,2 Revenue Accuracy há o modelo de analisador de qualidade de energia PQUBE 3 AC Analyzer, conforme Figura 13.

A Figura 14 mostra uma forma de conexão padrão do analisador de energia PQUBE 3 no ponto de rede nas proximidades do ponto de entrega da concessionária à rede básica. Os transformadores de corrente do analisador poderão ser conectados em outros transformadores de corrente fixos da instalação elétrica da subestação de alta tensão.

Tanto os trends registrados pelo analisador quanto os eventos registrados de perturbações de rede registrados poderão ser acessados remotamente de forma online através da configuração de um endereço IP e conexão deste elemento à rede. A modificação dos limites de cada indicador de qualidade de energia também poderá ser

configurada remotamente durante o processo de medição a depender dos requisitos e necessidades exigidas durante a campanha de medição [40].

Ao final da campanha este analisador de energia possibilita a criação de relatórios com o resumo de todos os eventos registrados bem como a estatística para cada índice de qualidade de energia separadamente [40].

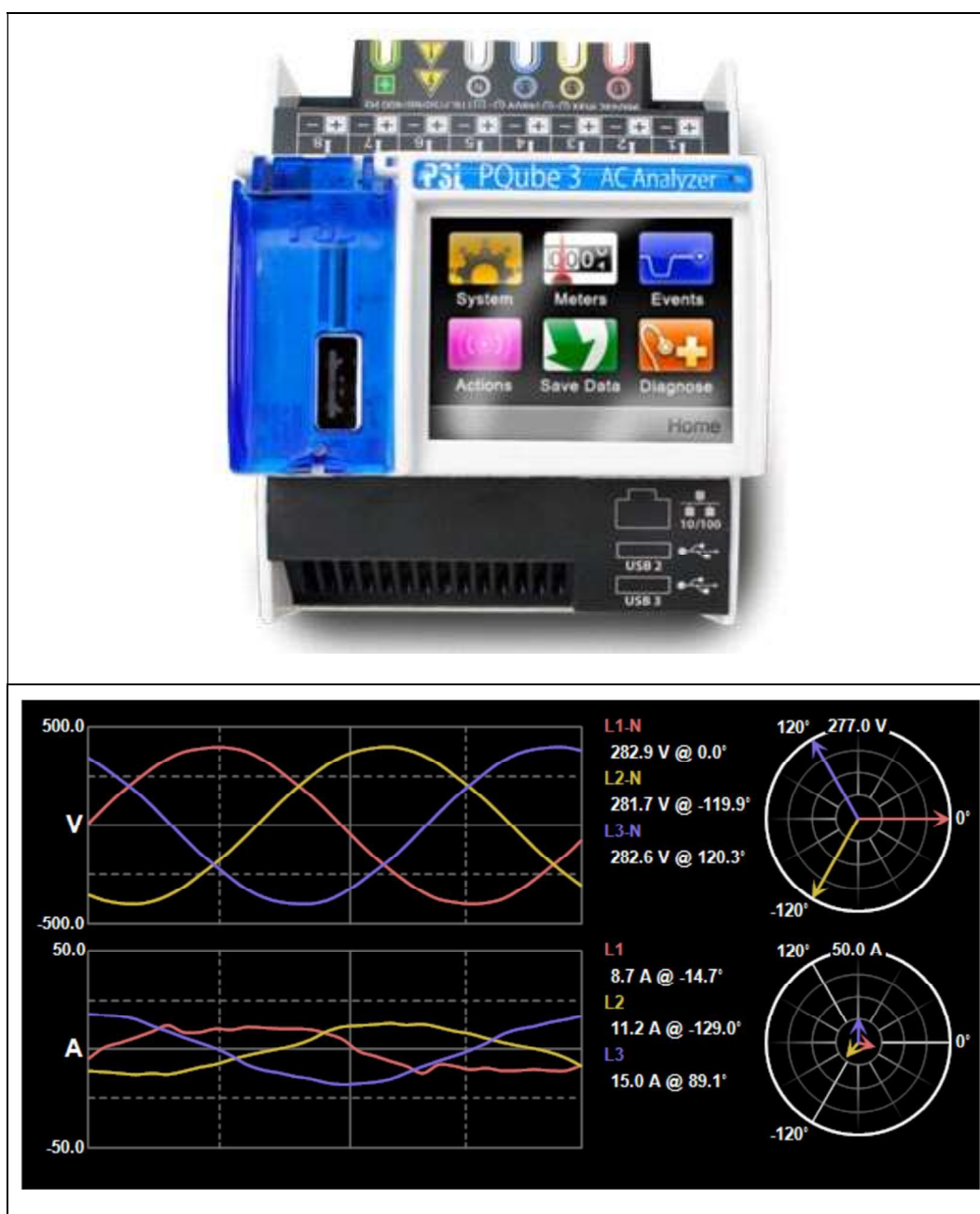


Figura 13 – PQUBE 3 GRID- Analisador PQ [40] atende à IEC -61000-4-30 class A

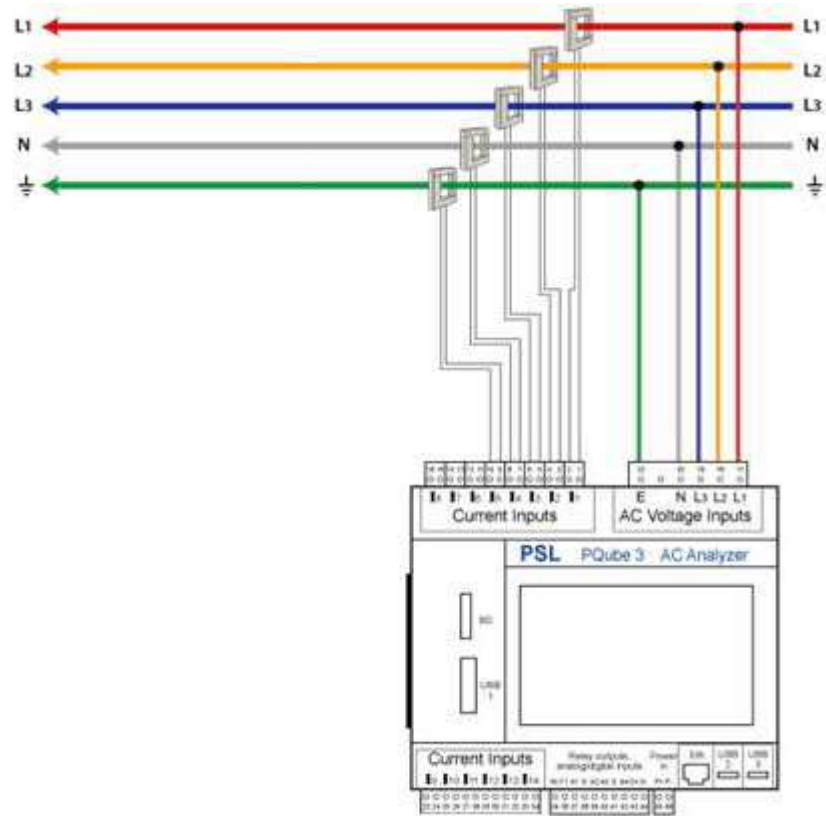


Figura 14 – Conexão padrão para medição da qualidade de energia da rede elétrica [40]

3.3.1 Resultados de campanha de medição de qualidade de energia realizada em uma turbina eólica

Este tópico da dissertação irá apresentar os resultados da campanha de medição de qualidade de energia efetuada em uma turbina eólica em um parque eólico no nordeste do Brasil. A fonte é de confidencialidade da empresa [38] e, portanto, não serão detalhadas a localização e data exatas.

A campanha de medição exigida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para diagnóstico dos requisitos mínimos de qualidade de energia da rede elétrica é de 7 dias consecutivos [30]. A Tabela 3-7 apresenta o resumo dos resultados da campanha de medição realizada.

Tabela 3-7 – Tabela Resumo dos Resultados de uma Campanha de Medição de Qualidade de Energia em uma Turbina Eólica em Operação

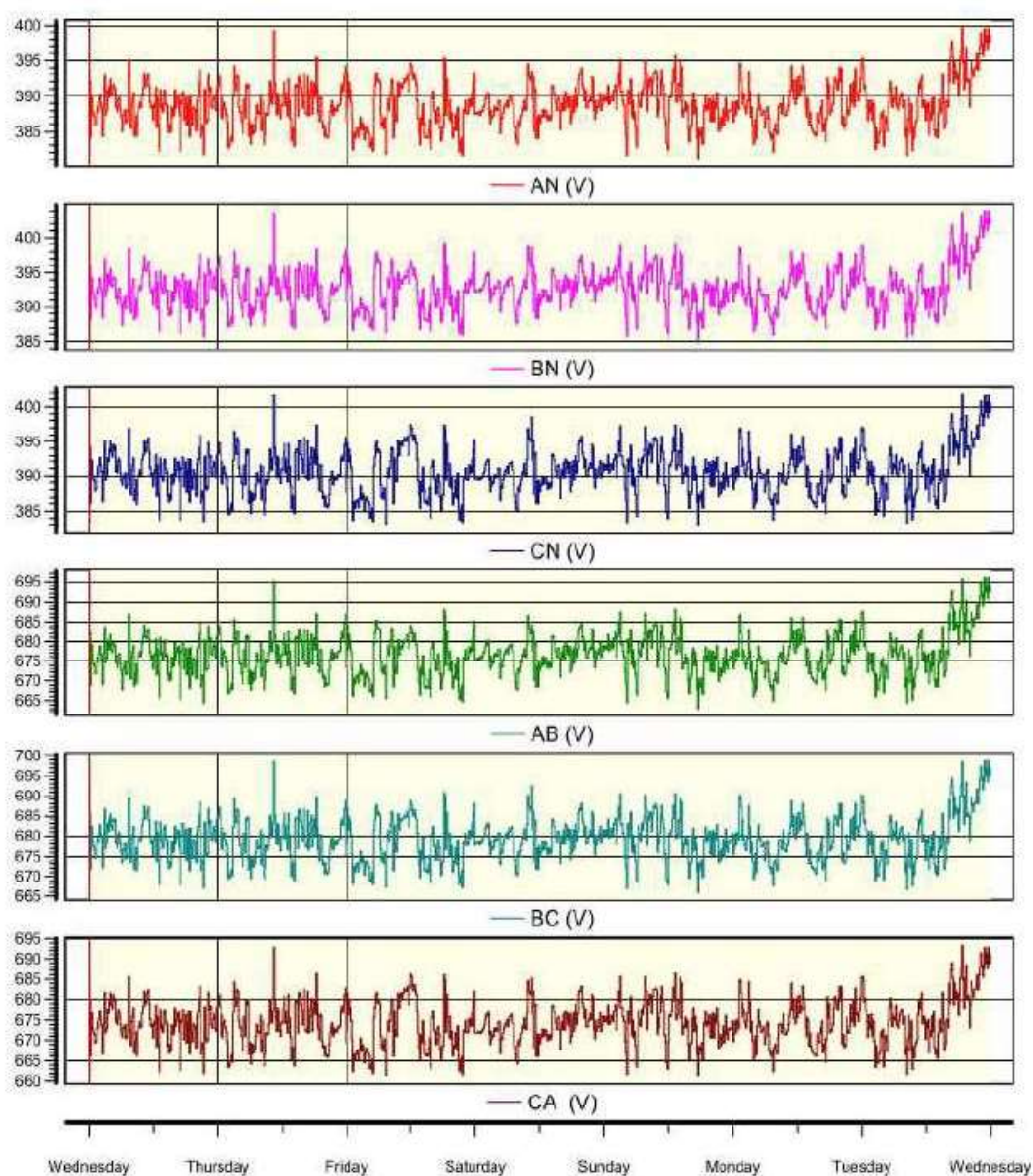
Parâmetros Analisados	Avaliação	Comentários
Tensão em Regime Permanente	PASSA	
Flutuação de Tensão (Pst)	PASSA	
Flutuação de Tensão (Pit)	PASSA	
Desequilíbrio de Tensão	PASSA	
Distorção Harmônica Total de Tensão (DTHT)	PASSA	
Distorção Harmônica Individual de Tensão (DHIT)	PASSA	

Tabela de Variações de Tensão de Curta Duração

Parâmetro de Qualidade de Energia	Comentários
Interrupções de Tensão	Não possui ocorrências
Afundamento de Tensão - SAG	Existe ocorrências
Elevação de Tensão - SWELL	Existe ocorrências

As figuras a seguir apresentam o resultado detalhado para cada um dos parâmetros acima.

A tensão de distribuição dentro de um parque eólico no Brasil normalmente é de 34,5 kV, logo o fator de transferência é unitário para este nível de tensão nominal a qual foi realizada a medição de campanha de qualidade de energia.



	<i>Min</i>	<i>Max</i>	<i>Avg</i>	<i>5%</i>	<i>95%</i>
AN(V)	381.1	399.7	388.7	383.9	393.9
BN(V)	384.9	404.0	392.6	387.8	397.8
CN(V)	383.0	401.7	390.6	385.5	395.9
AB(V)	663.1	695.9	676.5	668.1	685.3
BC(V)	666.0	698.7	679.3	670.6	688.0
CA (V)	661.2	693.4	674.2	665.6	683.4

Figura 15 – Tensão de Regime Permanente para tensão de monitoramento de 398 V F-N, 690 V de linha [38]

Os resultados apresentados foram satisfatórios atendendo os limites de variação presentes no item 9.2 do ONS [30].

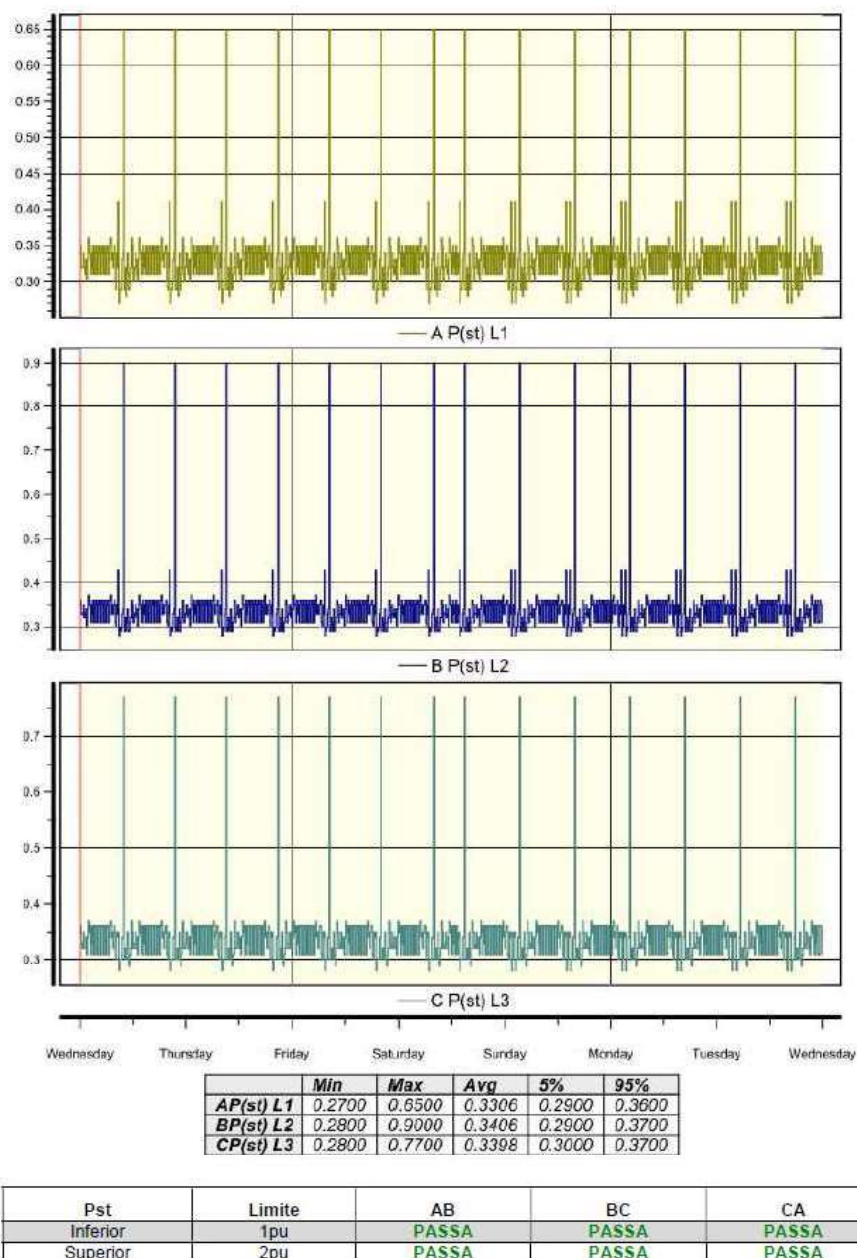


Figura 16 – Pst - Severidade de Curta Duração [38].

O limite será de 1 pu para a classificação adequada de flutuação de tensão de severidade de curta duração. Para valores entre 1 e 2 pu a flutuação pode ser considerada precária, porém dentro dos limites aceitáveis. O resultado obtido de Pst para o percentil 95% encontra-se inferior a 1 pu para esta campanha de medição onde comprova-se a qualidade de energia quanto ao índice flutuação de tensão de severidade de curta duração.

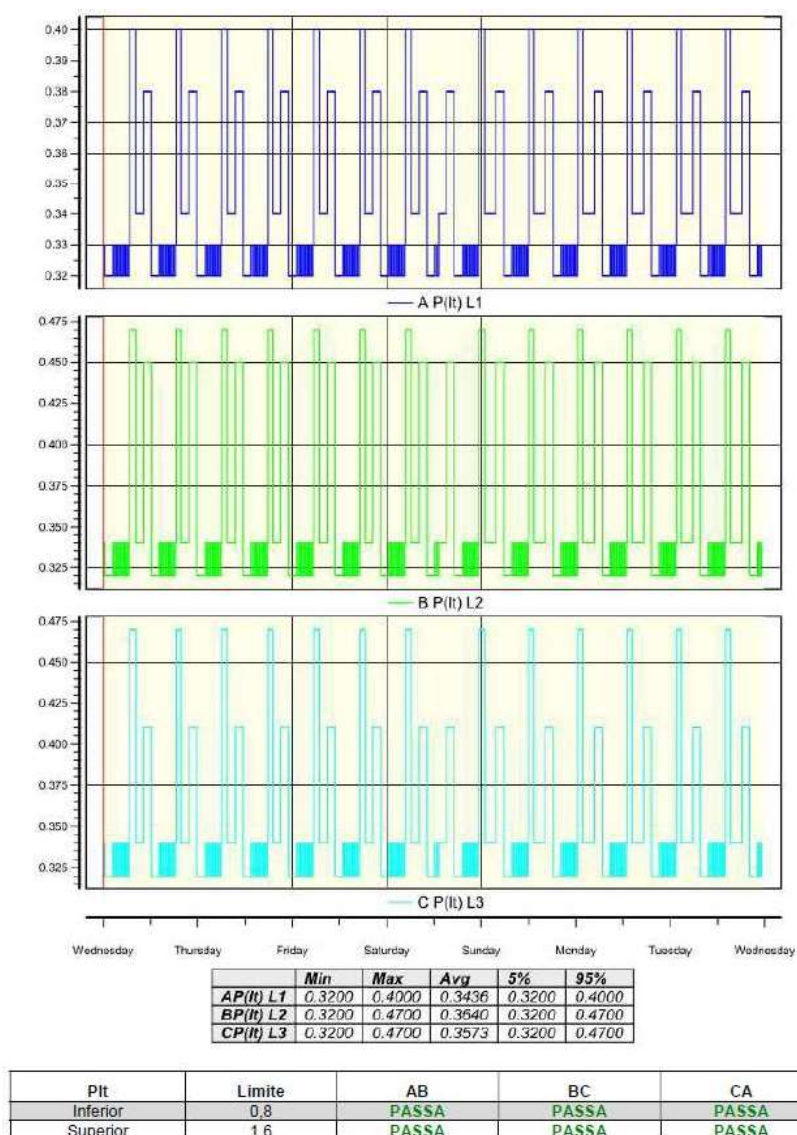


Figura 17 – Plt -0 Severidade de Longa Duração [38].

O limite será de 0,8 pu para a classificação adequada de flutuação de tensão de severidade de longa duração. Para valores entre 0,8 e 1,6 pu a flutuação pode ser considerada precária, porém dentro dos limites aceitáveis. O resultado obtido de Plt para o percentil 95% encontra-se inferior a 0,8 pu para esta campanha de medição onde comprova-se a qualidade de energia quanto ao índice flutuação de tensão de severidade de longa duração.

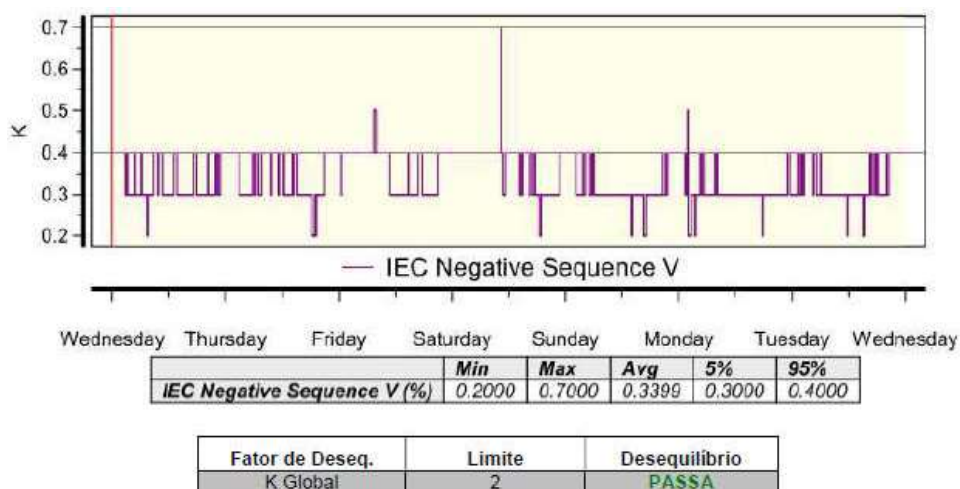


Figura 18 – Desequilíbrio de Tensão - Fator K [38]

Como podemos observar através da Figura 18 o nível da componente de sequência negativa que define o desequilíbrio de tensão está bem abaixo dos limites estipulados no item 9.4 do ONS [30].

Amplitude [pu]	Duração t[ms]				
	16,67 - 300	300 - 600	600 - 1000	1000 - 3000	3000 - 1min
0,85 – 0,90	5	-	1	-	-
0,80 – 0,85	6	1	1	-	-
0,70 – 0,80	3	2	1	-	-
0,60 – 0,70	1	-	-	-	-
0,50 – 0,60	-	6	1	-	-
0,40 – 0,50	-	3	-	-	-
0,30 – 0,40	-	-	-	-	-
0,20 – 0,30	1	-	-	-	-
0,10 – 0,20	-	-	-	-	-
< 0,10	-	-	-	-	-

Amplitude [pu]	Duração t[ms]				
	16,67 - 300	300 - 600	600 - 1000	1000 - 3000	3000 - 1min
1,10 – 1,40	1	-	-	-	-
>1,40	-	-	-	-	-

Figura 19 – Variação de Tensão de Curta Duração (diversos afundamentos e uma elevação de tensão) [38]

Todos os afundamentos de tensão registrados estão dentro da região cinza da Figura 12, ou seja, a turbina eólica permaneceu em funcionamento conectada à rede e a qualidade da energia está em conformidade com as solicitações do item 9.6 do ONS [30].

A folha 57 do Relatório de Análise de Contribuições da Audiência Pública nº 82/2015 – Anexo I da Nota Técnica nº 0085/2016-SRD/ANEEL [3] conclui que até o presente momento as variações de tensão de curta duração ainda não possuem limites estabelecidos.

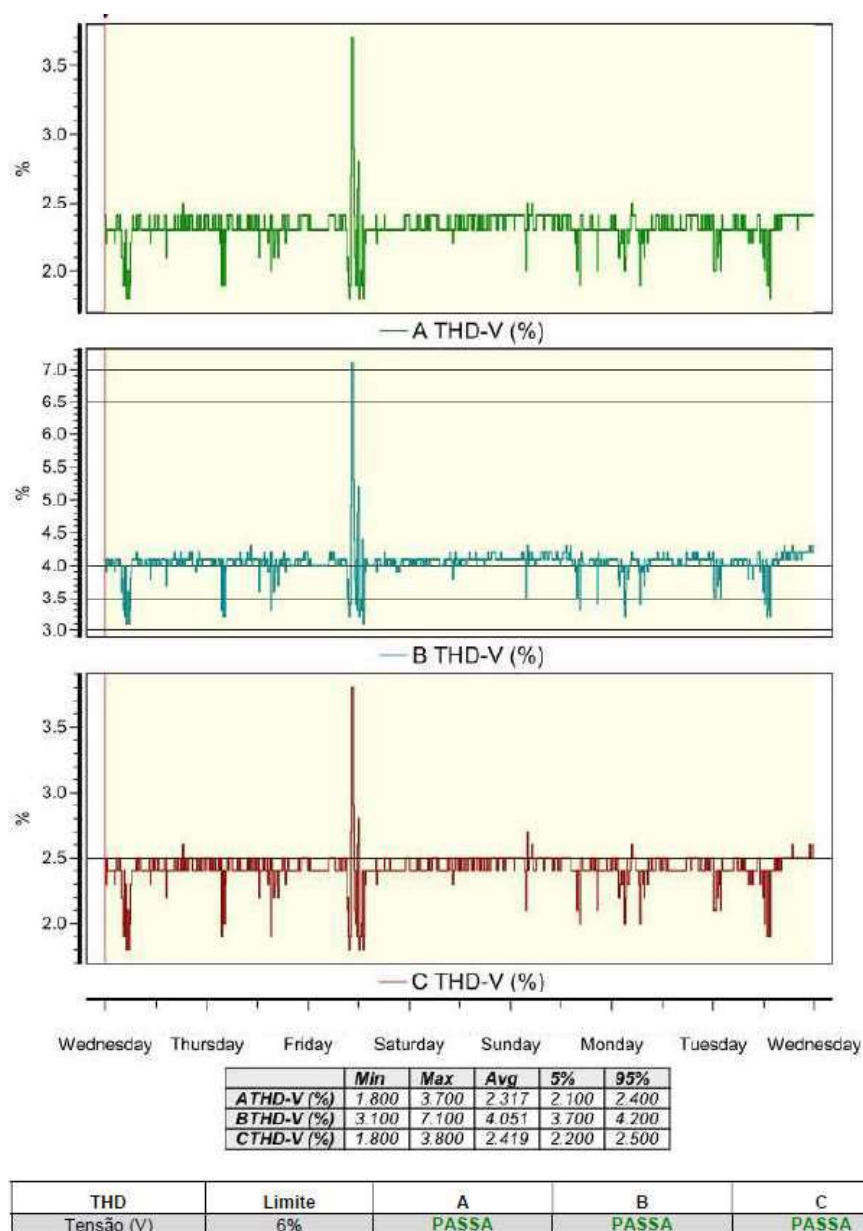


Figura 20 – Distorção Harmônica Total de Tensão [38]

Os resultados apresentados foram satisfatórios atendendo os limites de distorção harmônica de tensão total de 6% para cada uma das fases medida, conforme requisitos presentes no item 9.5 do ONS [30].

Fase A - Ordens Harmônicas											
Não múltiplos de 3				Múltiplos de 3				Pares			
Ordem h	2.8 Rev. 2	95% valor	Resultado	Ordem h	2.8 Rev. 2	95% valor	Resultado	Ordem h	2.8 Rev. 2	95% valor	Resultado
H5	5%	0,179%	PASSA	H3	5%	0,171%	PASSA	H2	2%	0,059%	PASSA
H7	5%	0,310%	PASSA	H9	3%	0,081%	PASSA	H4	2%	0,056%	PASSA
H11	3%	0,328%	PASSA	H15	2%	0,050%	PASSA	H6	2%	0,052%	PASSA
H13	3%	0,240%	PASSA	H21	2%	0,032%	PASSA	H8	1%	0,067%	PASSA
H17	2%	0,037%	PASSA	H27	1%	0,021%	PASSA	H10	1%	0,055%	PASSA
H19	2%	0,042%	PASSA	H33	1%	0,028%	PASSA	H12	1%	0,092%	PASSA
H23	2%	0,036%	PASSA	H39	1%	0,616%	PASSA	H14	1%	0,086%	PASSA
H25	2%	0,031%	PASSA	H45	1%	0,079%	PASSA	H16	1%	0,029%	PASSA
H29	1%	0,022%	PASSA					H18	1%	0,027%	PASSA
H31	1%	0,063%	PASSA					H20	1%	0,027%	PASSA
H35	1%	0,027%	PASSA					H22	1%	0,026%	PASSA
H37	1%	0,039%	PASSA					H24	1%	0,034%	PASSA
H41	1%	0,138%	PASSA					H26	1%	0,115%	PASSA
H43	1%	0,326%	PASSA					H28	1%	0,039%	PASSA
H47	1%	0,053%	PASSA					H30	1%	0,030%	PASSA
H49	1%	0,068%	PASSA					H32	1%	0,031%	PASSA
								H34	1%	0,031%	PASSA
								H36	1%	0,039%	PASSA
								H38	1%	0,065%	PASSA
								H40	1%	0,208%	PASSA
								H42	1%	0,219%	PASSA
								H44	1%	0,081%	PASSA
								H46	1%	0,187%	PASSA
								H48	1%	0,082%	PASSA
								H50	1%	0,039%	PASSA

Fase B - Ordens Harmônicas											
Não múltiplos de 3				Múltiplos de 3				Pares			
Ordem h	2.8 Rev. 2	95% valor	Resultado	Ordem h	2.8 Rev. 2	95% valor	Resultado	Ordem h	2.8 Rev. 2	95% valor	Resultado
H5	5%	0,171%	PASSA	H3	5%	0,212%	PASSA	H2	2%	0,057%	PASSA
H7	5%	0,316%	PASSA	H9	3%	0,087%	PASSA	H4	2%	0,128%	PASSA
H11	3%	0,265%	PASSA	H15	2%	0,041%	PASSA	H6	2%	0,057%	PASSA
H13	3%	0,149%	PASSA	H21	2%	0,021%	PASSA	H8	1%	0,067%	PASSA
H17	2%	0,026%	PASSA	H27	1%	0,022%	PASSA	H10	1%	0,042%	PASSA
H19	2%	0,023%	PASSA	H33	1%	0,046%	PASSA	H12	1%	0,078%	PASSA
H23	2%	0,021%	PASSA	H39	1%	0,895%	PASSA	H14	1%	0,061%	PASSA
H25	2%	0,025%	PASSA	H45	1%	0,143%	PASSA	H16	1%	0,025%	PASSA
H29	1%	0,025%	PASSA					H18	1%	0,020%	PASSA
H31	1%	0,052%	PASSA					H20	1%	0,024%	PASSA
H35	1%	0,040%	PASSA					H22	1%	0,023%	PASSA
H37	1%	0,085%	PASSA					H24	1%	0,021%	PASSA
H41	1%	0,394%	PASSA					H26	1%	0,069%	PASSA
H43	1%	0,451%	PASSA					H28	1%	0,058%	PASSA
H47	1%	0,080%	PASSA					H30	1%	0,038%	PASSA
H49	1%	0,116%	PASSA					H32	1%	0,038%	PASSA
								H34	1%	0,043%	PASSA
								H36	1%	0,055%	PASSA
								H38	1%	0,162%	PASSA
								H40	1%	0,057%	PASSA
								H42	1%	0,128%	PASSA
								H44	1%	0,057%	PASSA
								H46	1%	0,067%	PASSA
								H48	1%	0,042%	PASSA
								H50	1%	0,078%	PASSA

Figura 21 – Distorção Harmônica Individual de Tensão das fases A e B [38]

Fase C - Ordens Harmônicas											
Não múltiplos de 3				Múltiplos de 3				Pares			
Ordem h	2.8 Rev. 2	95% valor	Resultado	Ordem h	2.8 Rev. 2	95% valor	Resultado	Ordem h	2.8 Rev. 2	95% valor	Resultado
H5	5%	0,213%	PASSA	H3	5%	0,222%	PASSA	H2	2%	0,063%	PASSA
H7	5%	0,307%	PASSA	H9	3%	0,063%	PASSA	H4	2%	0,104%	PASSA
H11	3%	0,314%	PASSA	H15	2%	0,048%	PASSA	H6	2%	0,058%	PASSA
H13	3%	0,236%	PASSA	H21	2%	0,037%	PASSA	H8	1%	0,065%	PASSA
H17	2%	0,035%	PASSA	H27	1%	0,022%	PASSA	H10	1%	0,070%	PASSA
H19	2%	0,045%	PASSA	H33	1%	0,049%	PASSA	H12	1%	0,085%	PASSA
H23	2%	0,031%	PASSA	H39	1%	0,405%	PASSA	H14	1%	0,090%	PASSA
H25	2%	0,032%	PASSA	H45	1%	0,096%	PASSA	H16	1%	0,026%	PASSA
H29	1%	0,020%	PASSA					H18	1%	0,025%	PASSA
H31	1%	0,034%	PASSA					H20	1%	0,029%	PASSA
H35	1%	0,036%	PASSA					H22	1%	0,027%	PASSA
H37	1%	0,072%	PASSA					H24	1%	0,028%	PASSA
H41	1%	0,287%	PASSA					H26	1%	0,067%	PASSA
H43	1%	0,161%	PASSA					H28	1%	0,078%	PASSA
H47	1%	0,060%	PASSA					H30	1%	0,025%	PASSA
H49	1%	0,058%	PASSA					H32	1%	0,028%	PASSA
								H34	1%	0,033%	PASSA
								H36	1%	0,041%	PASSA
								H38	1%	0,134%	PASSA
								H40	1%	0,133%	PASSA
								H42	1%	0,303%	PASSA
								H44	1%	0,066%	PASSA
								H46	1%	0,107%	PASSA
								H48	1%	0,136%	PASSA
								H50	1%	0,042%	PASSA

Figura 22 – Distorção Harmônica Individual de Tensão da fase C [38]

Os limites individuais de distorção harmônicas de tensão não são considerados mandatórios para parques eólicos em serviço. Porém a campanha de medição de qualidade de energia realizada retratou estes resultados para análises fora das exigências do ONS.

A título de informação com relação aos índices de distorção harmônica individual de tensão, existem iniciativas no setor de distribuição de energia para os valores de referência, com por exemplo, a folha 91 do Relatório de Análise de Contribuições da Audiência Pública nº 82/2015 – Anexo I da Nota Técnica nº 0085/2016-SRD/ANEEL [3] onde considera-se os limites individuais de distorção harmônica de tensão como “recomendável de emissão de distúrbios para cada acessante no ponto de conexão ao sistema de distribuição. ”, “propõe-se a formalização de limites individuais orientativos apenas para tensões superiores a 69 kV”, onde a justificativa apresentada foi que “devido à ausência de medições com amostra estatisticamente suficiente, não se pode estabelecer limites de responsabilidade, que inclusive poderiam criar direito adquirido individual do consumidor”.

Fase A										
Ordem	P10%	P20%	P30%	P40%	P50%	P60%	P70%	P80%	P90%	P100%
H1	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
H2	0,0250	0,0350	0,0450	0,0430	0,0170	0,0230	0,0530	0,0310	0,0360	0,0430
H3	0,1940	0,1650	0,1620	0,1360	0,1450	0,1460	0,1470	0,1520	0,1200	0,1360
H4	0,0400	0,0590	0,0440	0,0380	0,0450	0,0270	0,0320	0,0500	0,0270	0,0380
H5	0,1820	0,2160	0,1480	0,2420	0,1530	0,1030	0,1490	0,0840	0,1410	0,2420
H6	0,0120	0,0370	0,0190	0,0350	0,0250	0,0310	0,0170	0,0220	0,0500	0,0350
H7	0,2260	0,2420	0,2220	0,1880	0,2940	0,1600	0,2870	0,1550	0,1770	0,1880
H8	0,0140	0,0240	0,0280	0,0200	0,0190	0,0150	0,0260	0,0350	0,0290	0,0200
H9	0,0460	0,0400	0,0520	0,0510	0,0430	0,0420	0,0490	0,0510	0,0540	0,0510
H10	0,0210	0,0250	0,0140	0,0160	0,0280	0,0240	0,0370	0,0070	0,0190	0,0160
H11	0,3960	0,3490	0,3340	0,3530	0,4140	0,3510	0,4190	0,3100	0,2620	0,3530
H12	0,0510	0,0690	0,1120	0,0670	0,0470	0,0560	0,0810	0,0430	0,0540	0,0670
H13	0,0920	0,1470	0,1310	0,0970	0,0710	0,1070	0,0950	0,1140	0,1640	0,0970
H14	0,0370	0,0230	0,0540	0,0750	0,0380	0,0200	0,0430	0,0420	0,0330	0,0750
H15	0,0290	0,0140	0,0350	0,0160	0,0190	0,0280	0,0220	0,0200	0,0190	0,0160
H16	0,0130	0,0140	0,0160	0,0160	0,0170	0,0070	0,0180	0,0130	0,0110	0,0160
H17	0,0450	0,0310	0,0320	0,0170	0,0420	0,0290	0,0360	0,0230	0,0210	0,0170
H18	0,0170	0,0080	0,0150	0,0130	0,0130	0,0120	0,0180	0,0180	0,0130	0,0130
H19	0,0470	0,0410	0,0550	0,0180	0,0550	0,0420	0,0150	0,0270	0,0270	0,0180
H20	0,0240	0,0160	0,0140	0,0250	0,0230	0,0280	0,0290	0,0240	0,0280	0,0250
H21	0,0220	0,0200	0,0280	0,0160	0,0250	0,0110	0,0080	0,0200	0,0200	0,0160
H22	0,0150	0,0230	0,0130	0,0200	0,0200	0,0220	0,0090	0,0160	0,0280	0,0200
H23	0,0430	0,0340	0,0130	0,0240	0,0370	0,0370	0,0300	0,0230	0,0180	0,0240
H24	0,0200	0,0100	0,0200	0,0130	0,0170	0,0190	0,0250	0,0250	0,0120	0,0130
H25	0,0120	0,0080	0,0160	0,0230	0,0220	0,0190	0,0110	0,0190	0,0080	0,0230
H26	0,0190	0,0160	0,0140	0,0120	0,0530	0,0230	0,0830	0,0820	0,0090	0,0120
H27	0,0080	0,0060	0,0130	0,0160	0,0110	0,0070	0,0090	0,0100	0,0130	0,0160
H28	0,0090	0,0180	0,0130	0,0200	0,0140	0,0360	0,0260	0,0090	0,0090	0,0200
H29	0,0170	0,0180	0,0230	0,0090	0,0200	0,0160	0,0110	0,0170	0,0170	0,0090
H30	0,0140	0,0170	0,0160	0,0090	0,0180	0,0140	0,0160	0,0220	0,0080	0,0090
H31	0,0450	0,0520	0,0410	0,0190	0,0380	0,0480	0,0310	0,0540	0,0260	0,0190
H32	0,0210	0,0160	0,0090	0,0170	0,0220	0,0260	0,0200	0,0240	0,0140	0,0170
H33	0,0110	0,0170	0,0110	0,0170	0,0080	0,0180	0,0120	0,0280	0,0170	0,0170
H34	0,0230	0,0190	0,0190	0,0150	0,0250	0,0280	0,0240	0,0250	0,0180	0,0150
H35	0,0180	0,0090	0,0250	0,0140	0,0090	0,0110	0,0170	0,0220	0,0660	0,0140
H36	0,0370	0,0190	0,0310	0,0280	0,0330	0,0310	0,0350	0,0310	0,0770	0,0280
H37	0,0230	0,0350	0,0230	0,0280	0,0130	0,0170	0,0280	0,0200	0,1670	0,0280
H38	0,0160	0,0330	0,0370	0,0320	0,0340	0,0590	0,0240	0,0390	0,0210	0,0320
H39	0,1140	0,1960	0,2040	0,1110	0,1020	0,1030	0,1480	0,1670	0,0830	0,1110
H40	0,1420	0,1330	0,1240	0,0640	0,1210	0,1780	0,0710	0,1750	0,0470	0,0640
H41	0,0710	0,0690	0,0790	0,0600	0,0790	0,0590	0,0440	0,0760	0,0320	0,0600
H42	0,1580	0,2320	0,1220	0,1050	0,1030	0,1580	0,0980	0,1570	0,0630	0,1050
H43	0,1990	0,2950	0,2390	0,1820	0,2700	0,3070	0,1580	0,3030	0,1430	0,1820
H44	0,0520	0,0700	0,0430	0,1060	0,0630	0,0520	0,0400	0,0830	0,0170	0,1060
H45	0,0580	0,0780	0,0410	0,0330	0,0580	0,0720	0,0260	0,0590	0,1060	0,0330
H46	0,0570	0,1070	0,1110	0,0290	0,0510	0,1050	0,0540	0,1530	0,0320	0,0290
H47	0,0290	0,0240	0,0320	0,0170	0,0290	0,0280	0,0390	0,0400	0,0430	0,0170
H48	0,0280	0,0510	0,0750	0,0170	0,0420	0,0430	0,0660	0,0680	0,0230	0,0170
H49	0,0290	0,0440	0,0330	0,0160	0,0350	0,0540	0,0470	0,0270	0,0090	0,0160
H50	0,0220	0,0120	0,0230	0,0190	0,0160	0,0200	0,0660	0,0420	0,0150	0,0190

Figura 23 – Distorção Harmônica Individual de Corrente da fase A conforme a IEC 61400-21 [38]

Os resultados da Figura 23 referem-se às taxas de distorção harmônica de corrente para cada ordem medidos em uma turbina eólica. As taxas de distorções harmônicas de corrente estão dentro dos limites da norma IEC 61400-21 [38] uma vez que se atingiu valores aceitáveis de distorção harmônicas de tensão no ponto de conexão do parque eólico à rede básica.

As outras duas tabelas de distorção harmônica individual de corrente referentes às fases B e C foram suprimidas por questão de simplificação, porém os resultados foram semelhantes à fase A.

Todos os indicadores de qualidade de energia registrados durante os sete dias de campanha de medição estavam dentro dos limites exigidos pelo submódulo 2.8 [30], submódulo 3.6 [31] e IEC 61400-21, “Wind Turbine Generators Systems – Part 21: Measurements and Assessment of Power Quality Characteristics of grid Connected Wind [19].

3.4 NOVA PROPOSTA DE CLASSIFICAÇÃO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA DE CORRENTE

Através de uma campanha de medição será obtido as taxas de distorção harmônica total de corrente para diferentes potências do aerogerador. Porém tanto para a medição no ponto de acoplamento da subestação à rede básica quanto dentro da turbina eólica, haverá a composição de duas fontes de harmônicos no instante que o parque entra em operação:

1. As provenientes da turbina eólica e gerados principalmente devido aos conversores de potência. Existem filtros, porém pela dinâmica da máquina podem ocorrer situações de falha que implicarão na geração elevada de distorção harmônica pelo aerogerador. Neste caso será necessário realizar campanhas de medição na turbina, identificar a causa da falha e corrigi-la, reestabelecendo os índices aceitáveis de distorção harmônica de tensão e corrente no ponto de entrega da energia à rede elétrica;
2. As provenientes da rede externa (rede básica onde o parque está conectado) e/ou pela própria subestação que pode vir a necessitar de um filtro de harmônicos. Neste caso deverá ser realizada campanhas de medição de harmônicos em diferentes cenários de velocidade de vento, tanto para ventos de velocidade elevada onde há plena geração de energia quanto em geração de baixa potência ou interrupção de geração devido

aos ventos de baixa velocidade. Se a diferença da taxa de distorção harmônica entre estes dois cenários não for relativamente significativa, a causa da alta taxa de distorção harmônica provavelmente não estará associada aos aerogeradores.

Com o intuito de classificar a distorção harmônica de corrente originada, ou na turbina eólica devido à uma falha interna da mesma, ou na rede elétrica externa (subestação, linha de transmissão), propõe-se a partir do presente trabalho o algoritmo a seguir:

1. **Cenário 1:** Através de medições na própria turbina eólica, compara-se a taxa de distorção harmônica de corrente total para potência de geração próxima a capacidade máxima e para potência de geração menor que 30%. Este cenário visa mapear a diferença de distorção harmônica para alto e baixo vento em determinada turbina eólica.
2. **Cenário 2:** Através de medições na própria turbina eólica, comparar-se a taxa de distorção harmônica de corrente total para a turbina eólica a plena carga acoplada à rede e para esta turbina eólica sem produção no instante em que não há acoplamento do gerador à rede elétrica.

A taxa de distorção harmônica de corrente na turbina eólica tem sua parcela significativa produzida pela rede externa (e não por algum defeito nesta turbina) caso a diferença entre a distorção harmônica em alta e baixa produção de energia na turbina eólica for pequena, bem como se a taxa de distorção harmônica no momento em que a turbina desacopla da rede interrompendo a sua produção mostrar níveis relativamente inalterados de distorção harmônica, antes e depois de desacoplamento.

Tal algoritmo poderá ser facilmente implementado em turbinas eólicas em operação sem necessidade de significativas alterações. Em alguns casos poderá ser necessário apenas uma alteração na versão de software de controle da turbina eólica a depender da tecnologia existente instalada.

4 PROTEÇÃO ELÉTRICA DA TURBINA EÓLICA

4.1 TURBINA EÓLICA E SUAS PROTEÇÕES ELÉTRICAS

O presente capítulo se restringirá ao modelo de turbina que possui gerador de indução com rotor bobinado duplamente alimentado (ver 2.2.3) cujo transformador de potência está localizado na nacele, como pode ser visto na Figura 24. A fabricante Siemens Gamesa, por exemplo, possui diversos modelos de turbinas eólicas nesta tecnologia.

Normalmente um parque eólico onshore típico possui uma estrutura unifilar com algumas turbinas conectadas em um circuito, onde o parque eólico é formado por diversos circuitos cada um alimentado por um cubículo de média na subestação principal. Estes por fim são levados até o transformador de alta tensão que elevará até o nível de tensão da rede básica onde este determinado parque será conectado. Ver Figura 26.

Para as turbinas eólicas com transformador de potência instalados na nacele, o cubículo de média tensão normalmente ficará localizado na base da torre. Este cubículo realiza a adequada conexão com as demais turbinas de um mesmo circuito do parque eólico e a proteção de sobrecorrente na média tensão do aerogerador. Existem modelos de turbinas eólicas de determinados fabricantes (Suzlon e Siemens Gamesa, por exemplo) em que há somente o nível de baixa tensão na nacele e na torre. Para estes modelos os elementos em média tensão (cabos, transformador de potência e cubículo de média) ficam

localizados ao lado da turbina eólica em uma sala elétrica. O presente estudo de proteção elétrica desta dissertação não é motivado para aplicação nestes modelos de turbina eólica.

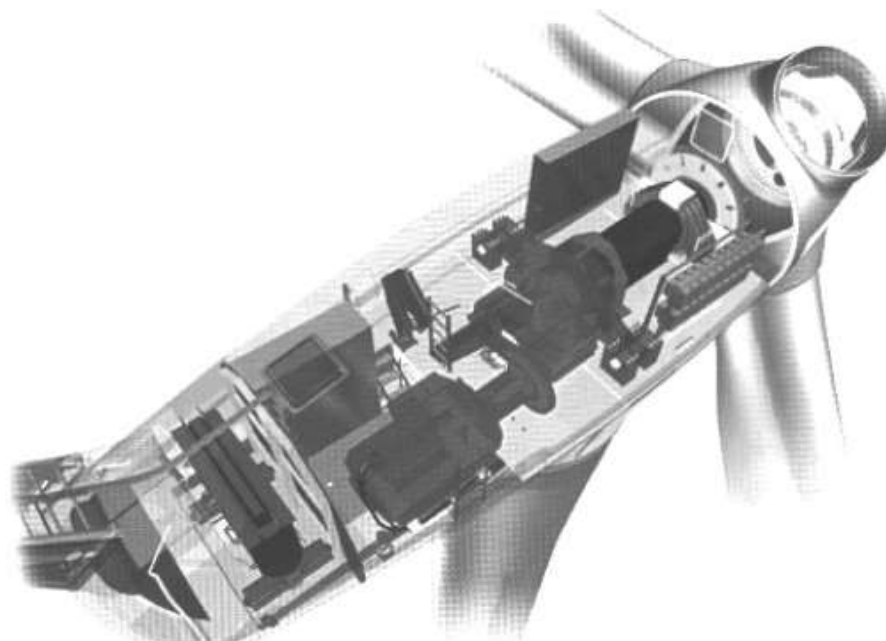


Figura 24 – Modelo de Aerogerador a ser tratado com transformador de potência na nacele [33]

A expansão das plantas offshore (Figura 25) estão em um momento de alta expansão ao redor do mundo, onde há por exemplo o desenvolvimento de parques em Hebei, Shandong, Jiangsu e Zhejiang (China) com um total estimado de 300 GW [43]. Neste caso uma rigorosa coordenação e seletividade, bem como a inclusão de funções de proteção mais restritivas se fazem necessárias em ambientes com elevada salinidade e umidade, uma vez que a vida útil dos isoladores será reduzida podendo causar fugas de corrente e curtos-circuitos. Uma vez que a manutenção em ambientes offshore necessita maiores custos e dificuldades de acesso, a preservação do ambiente dentro da nacele, particularmente no compartimento do transformador, onde há muflas e conexões em

média tensão, é significativamente prejudicada em relação aos ambientes onshore, necessitando especial atenção a proteção elétrica destes elementos.



Figura 25 – Parque Eólico Offshore de Rhyll Flats 25 x 3,6 MW Turbinas Siemens [5]

4.2 COORDENOGRAMAS E ANÁLISES DA PROTEÇÃO NO SOFTWARE PTW

Neste tópico será simulado no software PTW os coordenograma de fase de proteção de sobrecorrente para um ramo eólico típico. Na Figura 26 há um diagrama unifilar de um parque eólico usualmente instalado no Brasil. A tensão de distribuição das turbinas eólicas até a subestação do parque eólico no Brasil geralmente é realizada em 34,5 kV.

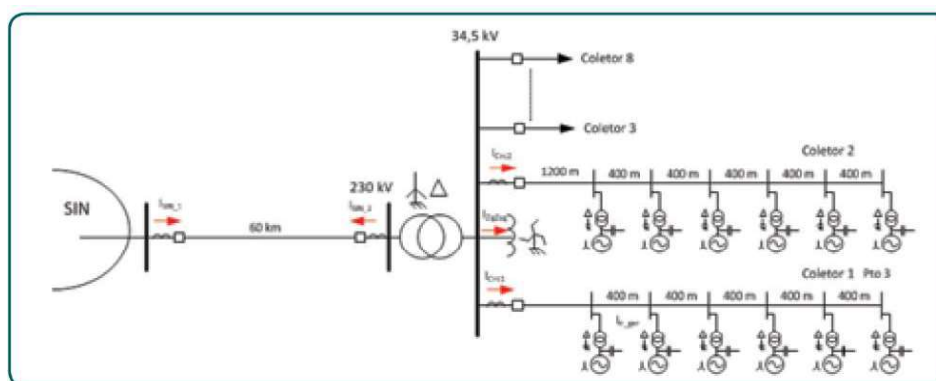


Figura 26 – Diagrama unifilar típico de um parque eólico [36]

O coordenograma é um gráfico de representação de dispositivos de proteção em função do tempo e da corrente em escala log x log. São representados no coordenograma, baseados em conceitos extraídos da fonte [35] “captor reference manual”. Os estudos de seletividade e coordenação da proteção foram executados utilizando-se o programa PTW (Power Tools for Windows). As Figura 27 e Figura 28 mostram os principais tipos de curva abordados em proteções de sobrecorrente [39].

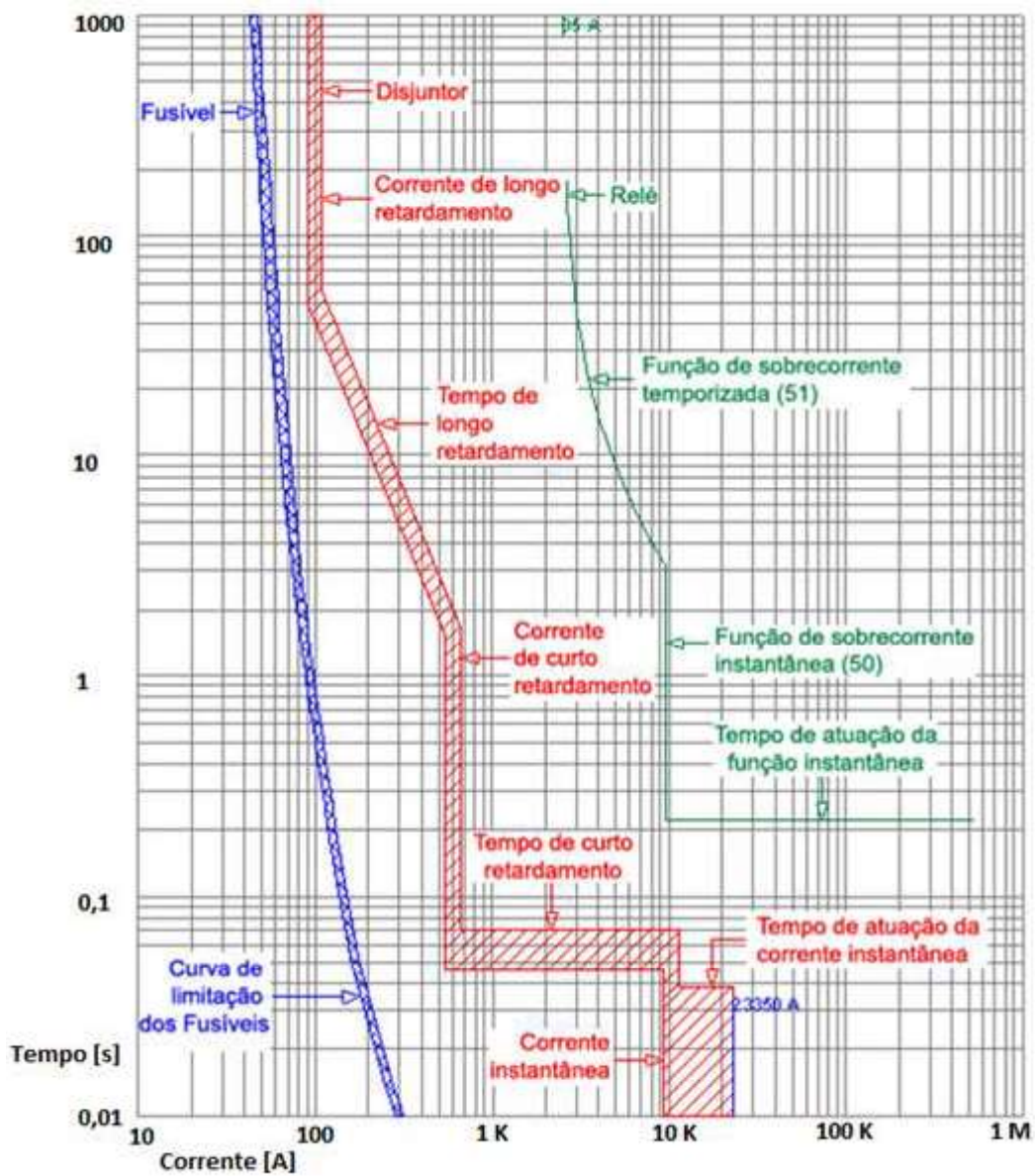


Figura 27 – Coordenograma Geral parte 1

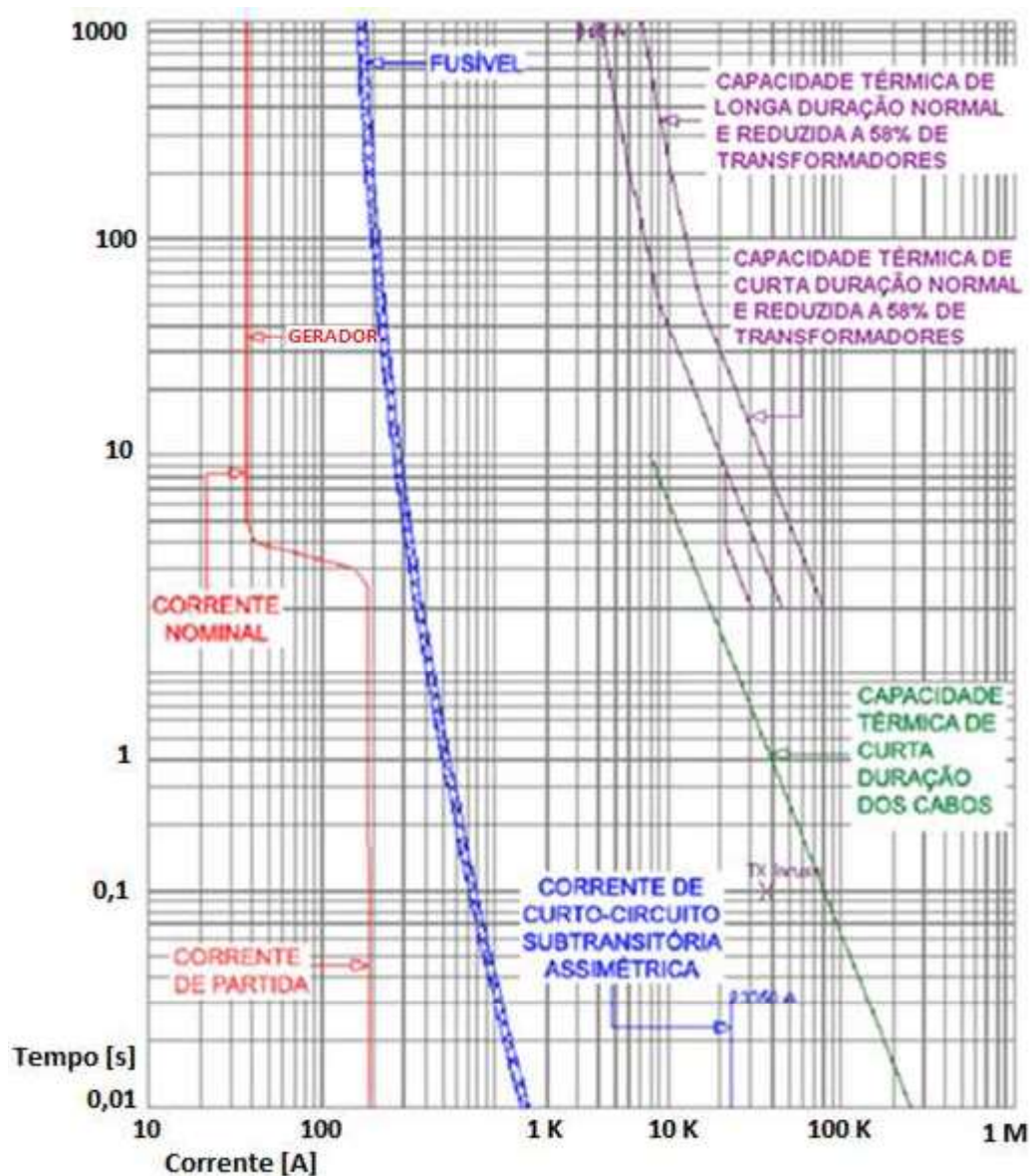


Figura 28 – Coordenograma Geral parte 2

O coordenograma apresenta curvas dos dispositivos de proteção, curvas de limites de suportabilidade de curta duração, pontos importantes de tempo e corrente e valores de curto-circuito.

Os dispositivos de proteção são representados de acordo com suas características peculiares, extraídas a partir dos catálogos dos diversos fabricantes. A seguir há observações para os diferentes tipos de curvas apresentadas nas Figura 27 e Figura 28 [39] [21].

Fusíveis

Os fusíveis são representados pela sua curva média. São apresentadas, onde aplicáveis, as curvas de limitação dos fusíveis (que possuem tal característica). Nos casos em que o fabricante fornece, são utilizadas as curvas máximas e mínimas. As curvas dos fusíveis podem variar de acordo com o tipo de fusível, se ele é ultrarrápido por exemplo, sua curva de atuação possui um tempo de atuação mais rápido para correntes instantâneas, mais utilizado para proteção de semicondutores [39] [21].

Disjuntores de Baixa Tensão

As curvas das diversas funções dos disjuntores de baixa tensão são representadas considerando-se as tolerâncias (erros) previstas pelo fabricante [39] [21].

A corrente instantânea máxima corresponde a capacidade de interrupção do disjuntor. A corrente de curto retardamento corresponde ao período de atuação “Short”, atuando em situações de curto-circuito, porém com uma maior tolerância de tempo que a função instantânea. A corrente de longo retardamento corresponde a atuação “Long” que atua em situações de sobrecarga, com o tempo de atuação mais longo [39] [21].

Relés de Sobrecorrente

Os relés de sobrecorrente são apresentados pelas suas curvas médias que são de diversos tipos, cada uma diferente para cada tempo da curva, longo, curto e instantâneo. As escolhas das curvas (normal inversa, extremamente inversa, tempo definido, etc.) baseia-se na coordenação seletiva com os elementos de proteção e equipamentos elétricos a jusante e a montante presentes no sistema. Na Figura 27 o relé possui a curva de tempo definido no período instantâneo e extremamente inversa na função de sobrecorrente temporizada [39] [21].

Capacidade Térmica de Curta e Longa Duração

As curvas de suportabilidade térmica de curta e longa duração (normal e reduzida a 58%) para cada transformador são representadas no coordenograma em função da potência do referido transformador. [39] [21]

A curva reduzida a 58% corresponde a um curto-circuito fase-terra no lado secundário, refletido para o lado primário, considerando o lado secundário em estrela com neutro solidamente aterrado.

“Inrush” dos Transformadores

A Figura 28 destaca o valor da corrente de “Inrush” e o seu tempo de duração presente através de um ponto marcado de “X” na figura. Cabe destacar que todos os dispositivos de proteção a montante do transformador devem permitir esta corrente de partida do transformador sem atuar [39] [21].

4.3 ESTUDO DE CASO DE UM RAMO EÓLICO

Para o estudo de caso deste tópico foi escolhido um ramo de um parque eólico típico conforme diagrama elétrico presente na Figura 29.

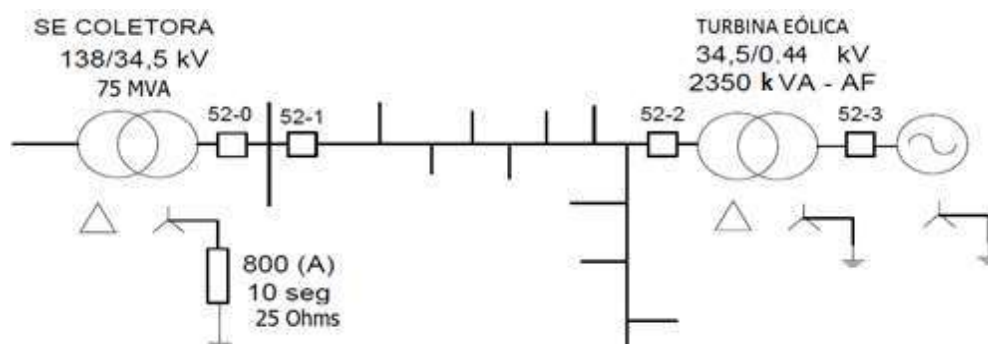


Figura 29 – Circuito isolado para estudo de caso de proteção elétrica

Para implementar tal objetivo adotou-se como metodologia de simulação através do programa PTW (Power Tools for Windows), módulo CAPTOR, que traça as características tempo x corrente de coordenação dos componentes elétricos [35].

As premissas e configurações de proteção e seletividade são baseadas em normas nacionais e internacionais, boas práticas e experiências empíricas.

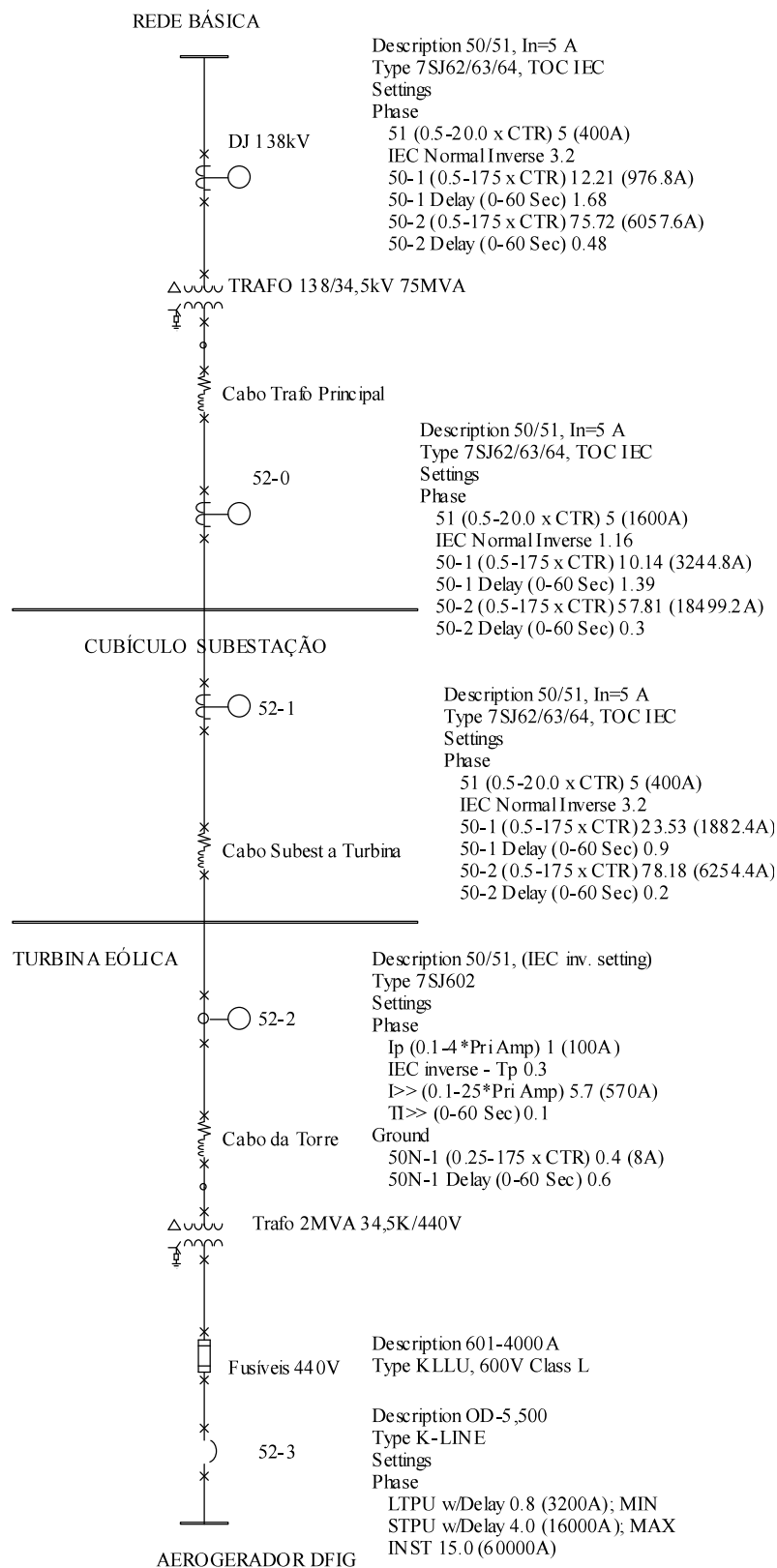


Figura 30 – Cenário Simulado no PTW para o Modelo presente na Figura 29 [35]

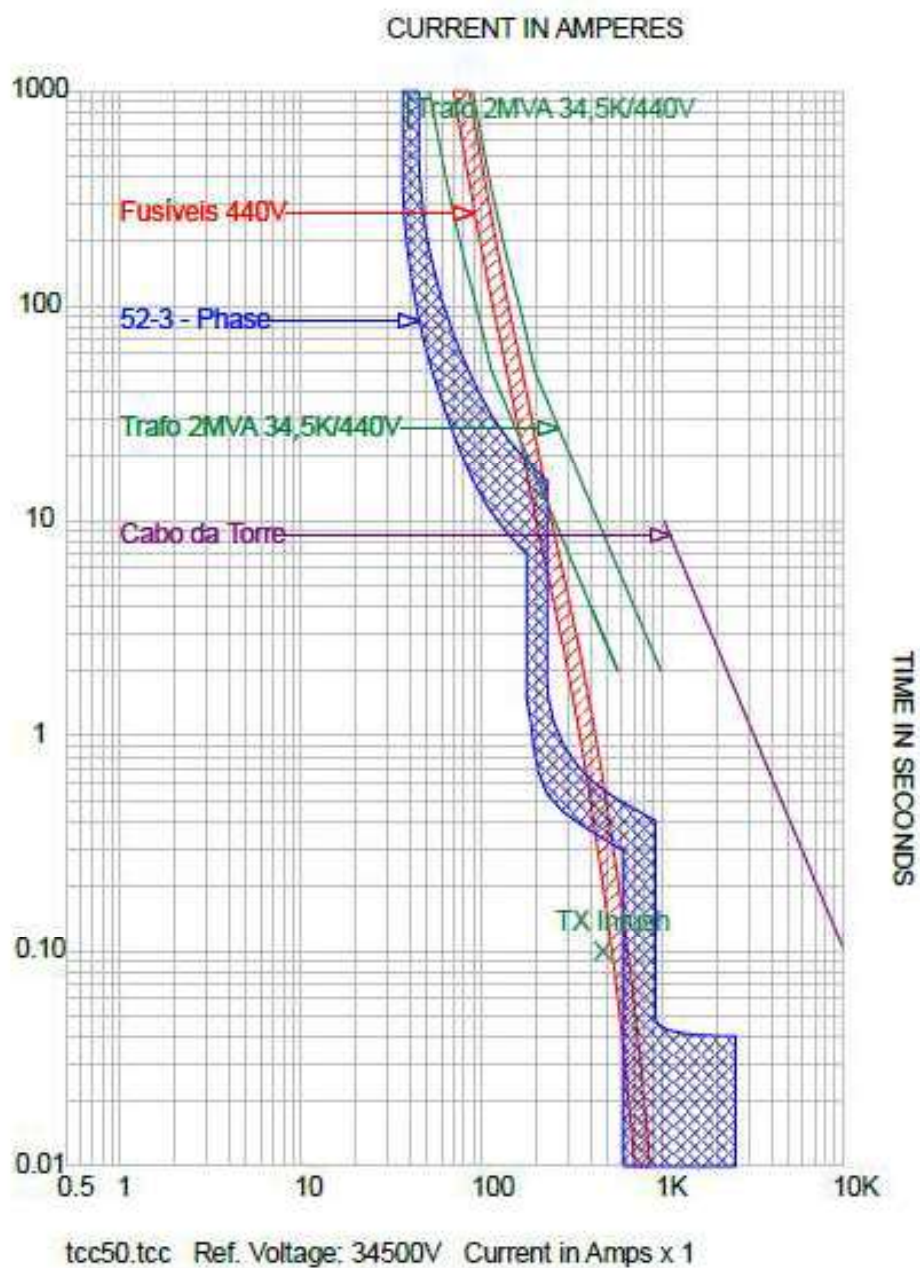


Figura 31 – Coordenograma de Fase no PTW - Ramo da nacele [35]

Na Figura 31 tanto o fusível quanto o disjuntor de 34,5 kV da turbina eólica não atuam durante a corrente de inrush do transformador e protegem o cabo de 34,5 kV da torre contra sobrecorrentes e curto-circuito.

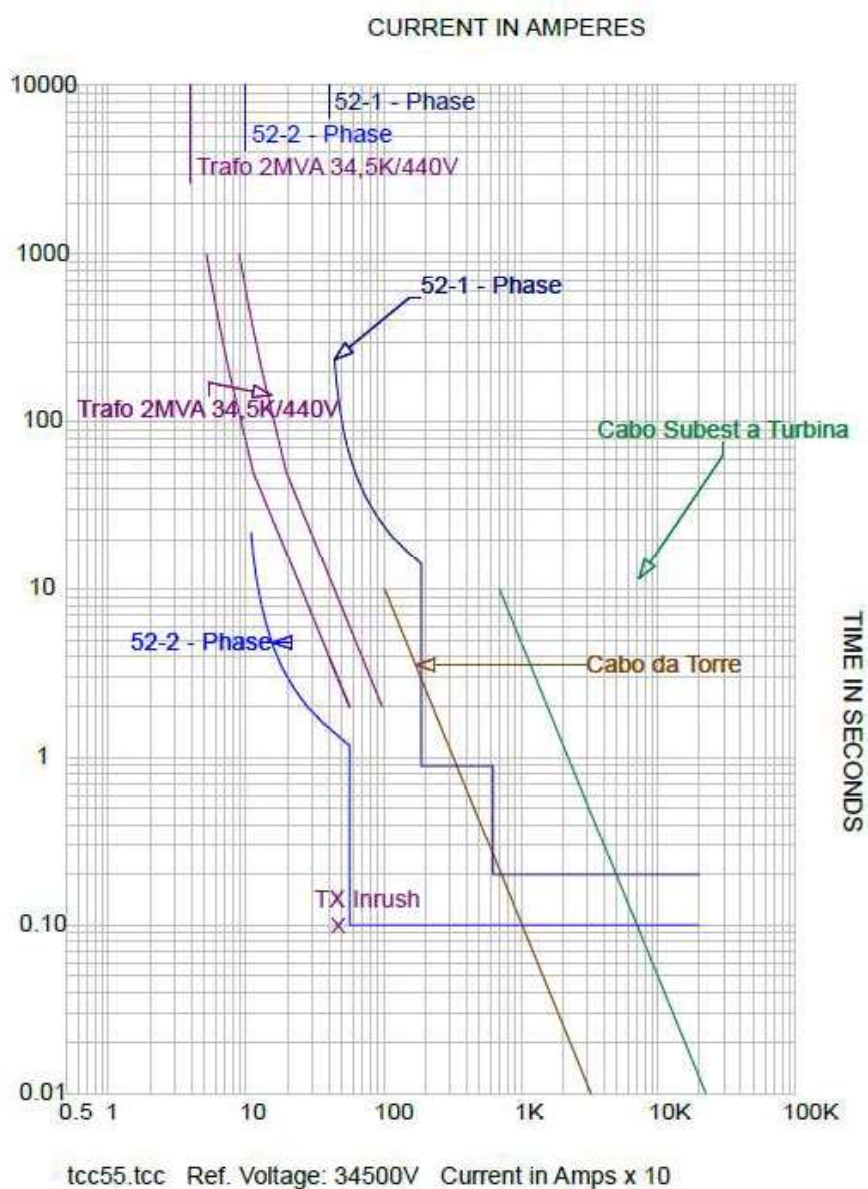


Figura 32 – Coordenograma de Fase no PTW – Circuito 34,5 kV até a Subestação [35]

O disjuntor 52.1 está protegendo o cabo de alimentação do circuito que alimenta as turbinas e está coordenando também por seletividade cronométrica com o disjuntor 52.2 da turbina com uma diferença de 100ms.

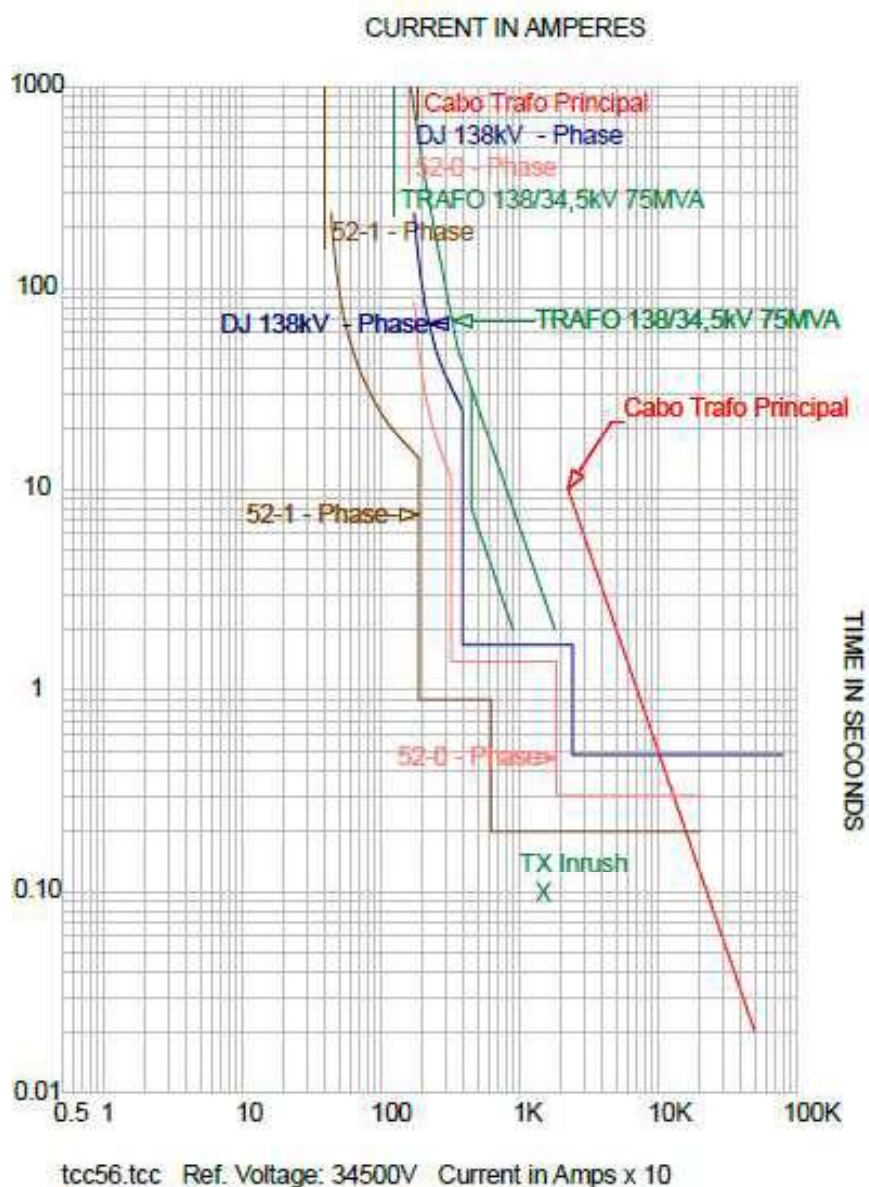


Figura 33 – Coordenograma de Fase no PTW – Trafo 75 MVA 138/34,5 kV [35]

Está claro na Figura 33 que a seletividade cronométrica faz com que as proteções não atuem na corrente de “inrush” do transformador principal 75 MVA 138/34,5 kV. Os disjuntores estão com a seletividade amperimétrica e cronométrica adequada entre si.

A correta seletividade amperimétrica e cronométrica dos relés de proteção na subestação não permitiria que seja atuado estes elementos na ocorrência de um curto-circuito no lado de média tensão da turbina eólica (seria identificado pelo elemento 52-2). Os relés de proteção na subestação poderão ser parametrizados para permitir o registro de

eventos/oscilografias no instante que a corrente de pick-up seja ultrapassada permitindo um estudo mais detalhado das causas e influências da rede elétrica em faltas elétricas ocasionadas nas turbinas eólicas, principalmente quando o elemento de proteção em média tensão das turbinas não possuem registro de oscilografia.

4.4 DESCARGAS PARCIAIS E A 5ª HARMÔNICA – NOVA PROPOSTA DE IDENTIFICAÇÃO DE FALHA ELÉTRICA NA MÉDIA TENSÃO DA TURBINA EÓLICA

Nota-se que o tópico anterior apresentou uma metodologia tradicional de proteção elétrica de sobrecorrente utilizada em parques eólicos na sua zona de média tensão (34,5 kV). A fim de explorar uma nova metodologia, segue na presente dissertação detalhes do que será proposto, sua motivação e desenvolvimento. Trata-se de uma solução a ser aplicada individualmente em cada turbina, portanto, esta nova proteção elétrica deve ser de baixo custo e mitigará o risco de uma falta elétrica na média tensão que causaria danos de grandes proporções em toda a nacele, somando-se à indisponibilidade na geração de energia desta máquina até a que mesma seja reparada ou substituída.

Na Figura 31 encontra-se a curva de coordenação e seletividade de fase de um ramo na zona de média tensão da nacele que deve permitir uma sobrecorrente significativa durante 100 ms para permitir a corrente de “inrush” do transformador. Neste capítulo será apresentada uma nova proposta de identificação de arco elétrico e corrente de fuga de baixa intensidade em média tensão, cuja zona de proteção de sobrecorrente é livre de atuação do relé de proteção da turbina eólica. Para correntes de fuga elevados e níveis consideráveis de energia de arco elétrico a presente proposta de proteção seria adicional a proteção elétrica existente em caso de possíveis falhas no cubículo de média como por exemplo falha nos transformadores de corrente, interligações elétricas errôneas, dano relé de proteção, etc.

Esta proposta se baseia na intensidade das descargas parciais na média tensão e no cálculo da 5ª harmônica no lado de baixa tensão do transformador principal da turbina eólica. Para a coordenação das proteções de terra, apesar da corrente de “inrush” referir-

se a sobrecorrente de fase, também se encontra na prática componentes de sequência zero durante a energização do transformador principal da turbina devido ao efeito de saturação dos transformadores de corrente que poderão induzir um falso componente de sequência zero [34].

Há, portanto, uma zona de tolerância nas proteções de fase e terra nas curvas de coordenação e seletividade que implica em risco de incêndio em turbinas eólicas montadas na nacela, ver Figura 34. Sensores de arco elétrico normalmente são utilizados nas proximidades do compartimento do transformador, porém sua sensibilidade não poderá ser alta devido à luminosidade natural proveniente das entradas de ventilação.

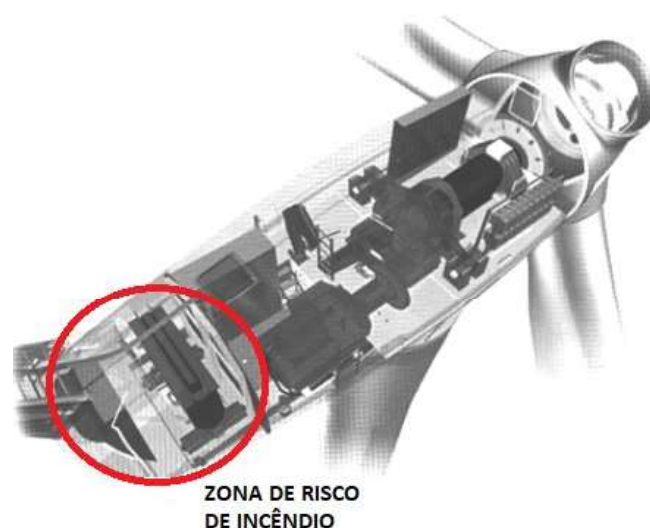


Figura 34 – Compartimento do transformador de potência na nacela. Risco de incêndio diante de um sinistro [33]

A proteção clássica de corrente diferencial do transformador 87T bem como a utilização do transformador fora da turbina são soluções técnicas que causariam significativo impacto econômico para implantação em todas as turbinas eólicas de um parque eólico. Diante do desafio de todo fabricante de expandir a sua aplicação em diversos países, a redução dos custos sempre está nas tomadas de decisão de novos projetos.

O desafio e a necessidade são reais, portanto, propõe-se uma solução inovadora para a segurança da turbina eólica de forma a evitar sinistros na região do transformador montado na nacela para estes tipos de modelos de turbinas eólicas. Arco elétrico, curto-circuito, descargas parciais poderão ser a causa raiz de um sinistro no compartimento do transformador podendo chegar no pior dos casos a um incêndio. Além do prejuízo financeiro para montar uma nova turbina, soma-se a perda da geração de energia neste período de reparo e a perda de imagem associada a todas as partes envolvidas.

A fabricante Siemens Gamesa Renewable Renewable, por exemplo, possui modelos de turbinas eólicas no Brasil cujos transformadores são montados na nacela e são do tipo seco de 2350 VA 34,5k/690 V - Delta Estrela aterrado conforme Figura 35.

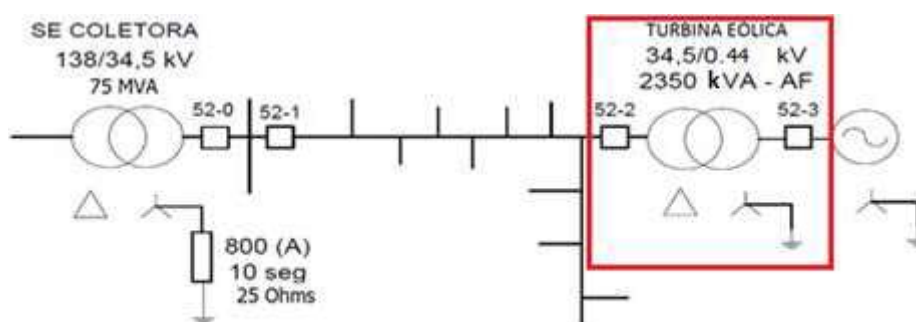


Figura 35 – Proteção elétrica do Transformador Seco 2350 kVA 34,5/0,44 kV

Em eventos de fuga de corrente das bobinas de alta tensão através dos tacos que suportam as bobinas do transformador, bem como fugas da bobina de baixa tensão que está mais próxima do ferro magnético do transformador, geralmente não são identificados facilmente pelas proteções clássicas de sobrecorrente 50/51N presentes nos elementos de proteção a montante e a jusante do transformador (52-2 e 52-3).

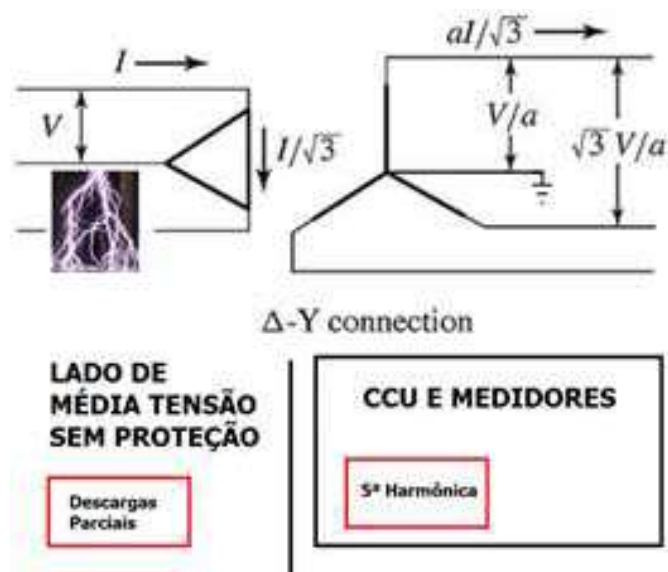


Figura 36 – Diagrama em blocos da nova proposta de proteção do transformador na nacele

A Figura 36 mostra em diagramas de blocos a nova proposta de identificação de arco elétrico e fugas de corrente de baixa intensidade no lado de média tensão. Basicamente serão considerados duas variáveis: a **5ª harmônica** no lado de baixa tensão do transformador (medidos através de transformadores de corrente existentes no conversor) e o diagnóstico de medição das **descargas parciais** medida no lado de alta tensão do transformador, conforme Figura 37.

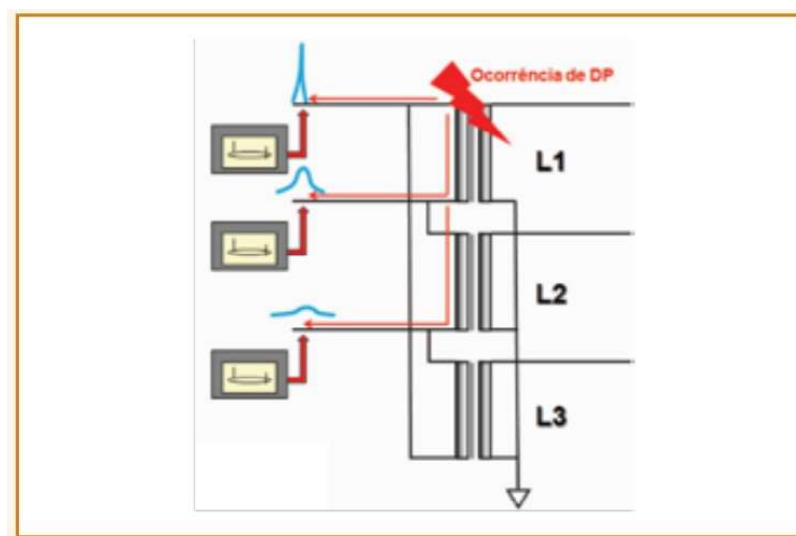


Figura 37 - Medição de descargas parciais no lado de alta tensão do transformador [32]

A seguir será apresentado com detalhes o desenvolvimento da nova proposta de proteção.

4.4.1 5ª harmônica medida no lado de baixa tensão do transformador

As harmônicas relacionadas a componente de sequência zero ficam retidas no enrolamento de delta do transformador não sendo percebidas pelo lado de baixa tensão (lado estrela do transformador) pelo controlador da nacele, trata-se da 3ª, 9ª, 15ª e 21ª harmônicas. Porém as harmônicas de sequência negativa passarão do enrolamento de delta, ou seja, principalmente a 5ª, 11ª, 17ª e 23ª harmônicas [34] [8].

Conforme fonte [41], foram realizados eventos de flashover em isoladores suspensos apresentando como resultado significativa intensidade de harmônicos de ordem ímpar, onde as maiores intensidades ocorreram nas harmônicas de ordem 3ª e 5ª. A frequência fundamental do teste foi 50 Hz e a tensão aplicada de 77 kV. A Figura 38 apresenta as diferentes fases da fuga de corrente no isolador com os seus respectivos espectros de frequência. São evidentes as amplitudes significativas nas frequências de 150 Hz e 250 Hz nos diversos estágios. A presente dissertação irá associar este resultado encontrado em [41] para parques eólicos no Brasil, que são em 60 Hz e 34,5 kV.

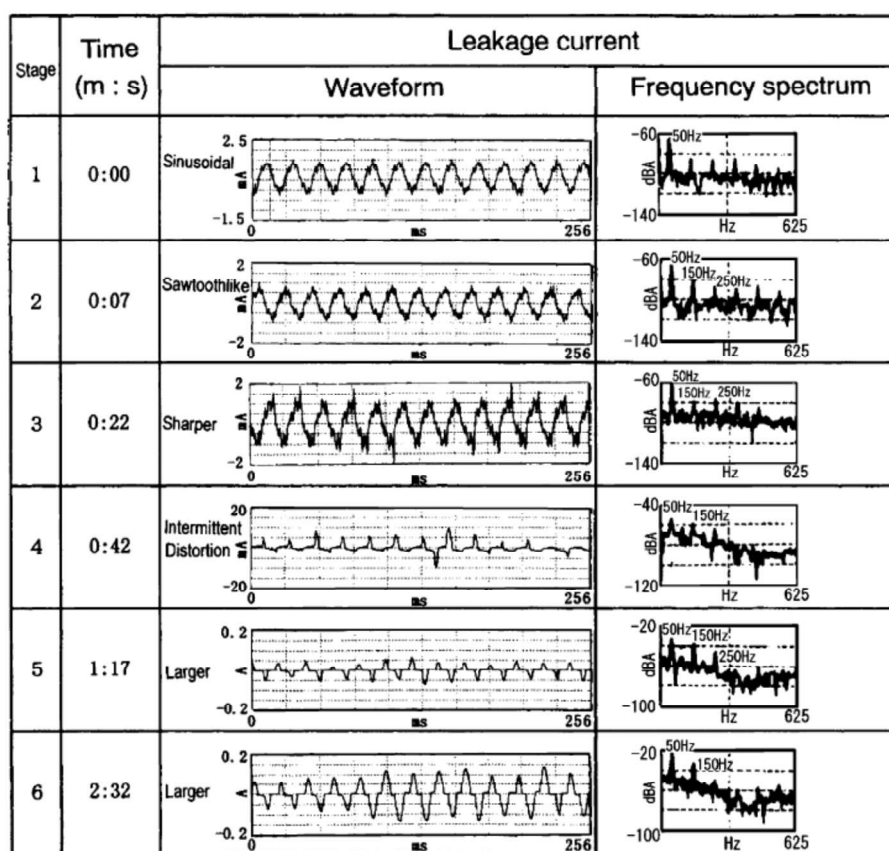


Figura 38 – Espectro de Frequência das diferentes fases das correntes de fuga em um isolador suspenso [41]

Para a nossa proposta de identificação do sinistro ocasionado na alta tensão através de medições das harmônicas no lado de baixa tensão do transformador, ver Figura 36 (lado estrela aterrado), a 3ª harmônica não será possível pois ficará retida no enrolamento de delta do transformador, origem da suposta fuga a terra.

Portanto há a possibilidade de identificação na turbina eólica de arco elétrico e fuga de corrente proveniente do lado de delta do transformador (média tensão) através da 5ª harmônica que será conduzida para o lado de baixa tensão do transformador em estrela aterrado, possibilitando assim a sua análise nos painéis conversores da turbina eólica.

4.4.2 Identificação das descargas parciais em dimensional fractal

O livro de recente publicação “Discharge in Long Air Gaps – Modelling and applications” de 2016 [14] apresenta diversos modelos de aplicação com suas respectivas formulações matemáticas para os fenômenos de descargas de flashover (arco elétrico) e parciais. Quando estes eventos são devidos a pequenas deteriorações dos isoladores (nos tacos dos transformadores, muflas dos terminais de média tensão conectados ao lado de alta do transformador, parte isolante dos cabos, etc) chamamos de descargas parciais.

Existem modelos matemáticos descrevendo o processo físico de ocorrência de cada etapa da descarga (primeira corona, canal precursor da descarga, formação e propagação da descarga inicial e descargas subsequentes). Porém a maioria destes modelos são limitados a modelos monofásicos e não podem combinar modelos genéricos de forma a permitir uma análise preditiva do comportamento para uma determinada ruptura dielétrica dada uma certa tensão aplicada. Isso ocorre principalmente devido à complexidade do fenômeno envolvido durante a descarga elétrica [14].

A etapa de maior relevância no processo de descargas elétricas é o fenômeno da ionização. Este processo consiste na liberação de um elétron de determinada molécula ou átomo de gás produzindo um íon positivo. O elétron está sobre um campo elétrico \vec{E} entre eletrodos de forma que experimentará uma força de Lorentz combinando os efeitos elétricos e magnéticos:

$$\vec{F} = q(\vec{E} + \vec{v} \times \vec{B}) \quad (4.1)$$

O “q” é o valor da carga elétrica em Coulombs, X é o produto vetorial do vetor de velocidade e de densidade de fluxo magnético em Tesla.

A energia obtida durante o movimento do elétron é dada em função da distância x percorrida sob o campo elétrico \vec{E} .

$$eV = \int_0^x q \cdot \vec{E} \, d\vec{x} \quad (4.2)$$

A efetividade do processo de ionização dependerá da energia cinética do elétron ser maior ou igual que a energia de ionização. A colisão do elétron desprendido com a seguinte molécula poderá ser elástica ou inelástica.

A colisão elástica preservará a energia interna das partículas de forma que a energia cinética será redistribuída entre as partículas. Neste caso parte da energia cinética do elétron será absorvida pela molécula colidida aumentando um pouco a sua velocidade, reduzindo uma pequena parcela da velocidade do elétron.

Em uma colisão inelástica além da distribuição da energia entre as partículas uma fração da energia cinética inicial será transferida para por exemplo o desprendimento de um novo elétron de outra molécula. Este fenômeno seria o início de um possível processo de avalanche [14].

As descargas parciais também estão presentes em falhas superficiais ou internas dos diversos componentes isolantes presentes em equipamentos e materiais elétricos de média e alta tensão principalmente. As descargas parciais internas dos materiais isolantes são devido às cavidades na isolação que poderão ser seguidas de “electrical treeing”, fenômeno muito comum de dano causando pelo caminho da descarga parcial no material isolante.

A proposta de método de identificação das descargas parciais se baseia nos estudos realizados na publicação “Partial Discharge Pattern Recognition based on Artificial Neural Networks” [15] de abril de 2016. O método se resume na identificação da descarga parcial através de medições de imagens obtidas por instrumentos que plotam padrões 2D e 3D das descargas parciais e cujo tratamento dos dados computacionais estão apresentados no fluxograma a seguir da Figura 40.

Primeiramente há um analisador de descargas parciais que irá plotar diferentes fontes de descargas parciais registrando o ângulo de fase, a intensidade e o número de descargas criando modelos 3D, como podemos ver na Figura 39. Também são armazenados os parâmetros básicos de calibração do instrumento de medida para

reconhecimento dos tipos de descarga parciais que poderão ser encontrados no local de medida.

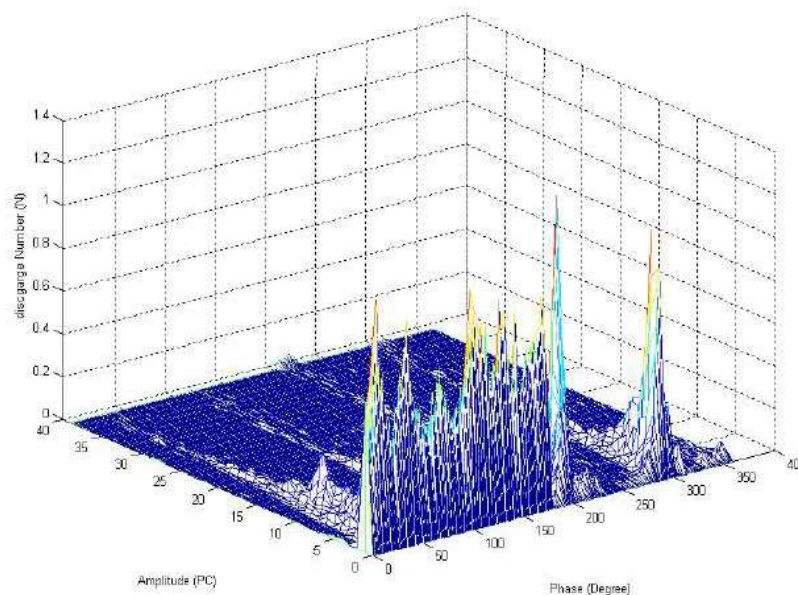


Figura 39 – Típico resultado de imagem 3D que mensura as descargas parciais medidas: número de eventos X amplitude X fase [15]

A técnica de medida consiste em geometria fractal para detecção de padrões de medição. Para tal serão calculados através dos dados 3D obtidos o dimensional fractal e a lacunaridade para cada descarga parcial detectada pelo instrumento de medida. Basicamente trabalha-se com a probabilidade de determinado ponto “m” estar incluído em um cubo de lado “L” sendo “N(L)” o número total de caixas que cobre a imagem 3D completamente.

$$p(m, L) = \frac{n(m, L)}{N(L)} \quad (4.3)$$

Onde “n(m,L)” é o número de caixas que cobrem um pixel completamente na imagem 3D.

A lacunaridade é outro parâmetro necessário para identificação correta das descargas parciais em dimensional fractal. De forma qualitativa a lacunaridade medirá a densidade da superfície de uma determinada imagem. Em outras palavras, quantifica as lacunas ou aberturas das superfícies.

$$M_1(L) = \sum_{m=1}^N mp(m, L) \quad (4.4)$$

$$M_2(L) = \sum_{m=1}^N m^2p(m, L) \quad (4.5)$$

Sendo $M_1(L)$ e $M_2(L)$ o primeiro e segundo momento de distribuição dos pixels pretos das caixas de “gliding”. Desta forma a lacunaridade é dada por:

$$\text{Lacunaridade } (L) = \frac{M_2(L) - M_1^2(L)}{M_1^2(L)} \quad (4.6)$$

Portanto as duas variáveis a serem obtidas serão o dimensional fractal e a lacunaridade para identificação das descargas parciais.

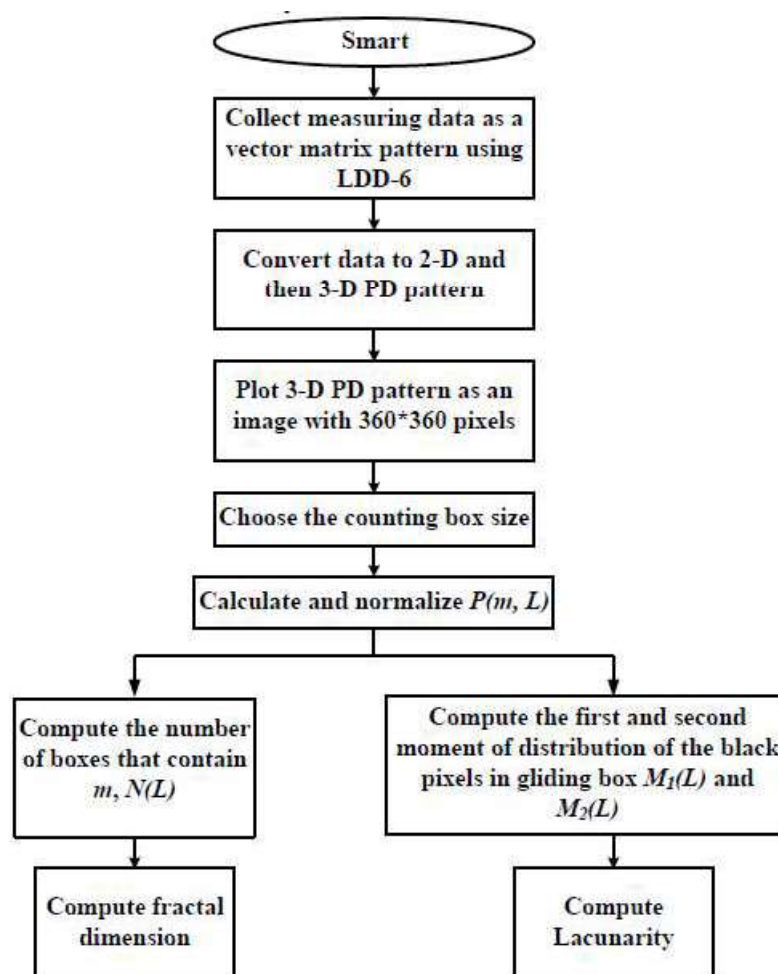


Figura 40 – Fluxograma da análise computacional de identificação das descargas parciais [15]

Através de um teste experimental realizado de acordo com a IEC Std 6270 simulou-se três cenários: um cabo de potência sem defeito em sua isolamento, outro com somente um espaço oco na isolamento e o terceiro cenário apresentando dois espaços ocos na isolamento. O intuito é mapear a diferença dos valores de descargas parciais através dos valores de dimensional fractal e lacunaridade utilizando os passos presentes na Figura 40

[15]. O resultado é surpreendente, através da região do gráfico presente na Figura 41 é possível identificar a região com maior incidência de descargas parciais, ou em outras palavras, o nível de perda das propriedades dielétricas da camada isolante do cabo.

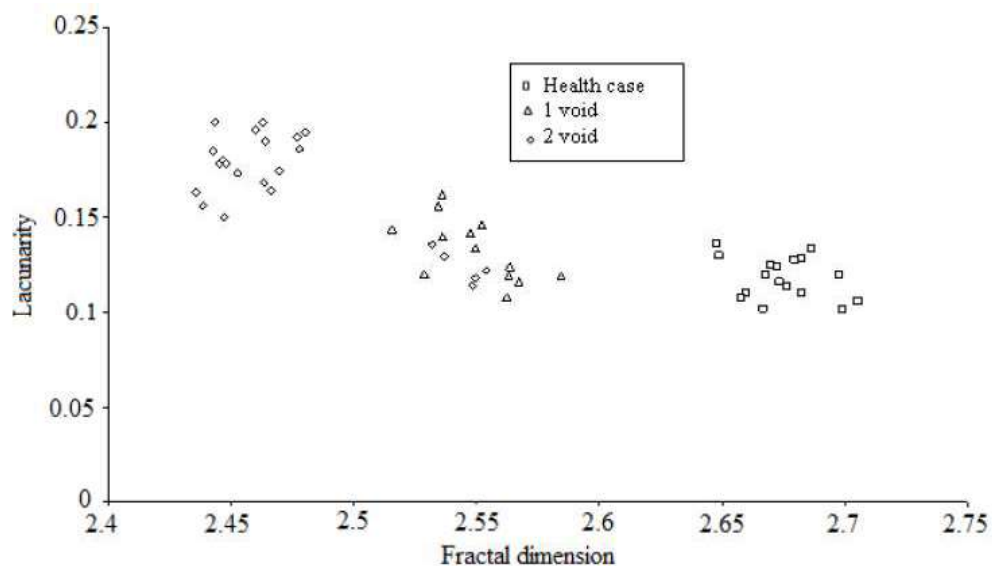


Figura 41 – Valores de dimensional fractal e lacunaridade em três tipos de isolamento [15]

4.4.3 Proposta de identificação de arco elétrico e corrente de fuga de baixa intensidade através da medição das descargas parciais e 5ª harmônica

Inicialmente propõe-se formar uma base de dados com as medições realizadas durante todo o primeiro ano de operação do parque eólico em questão. Desta forma serão mapeadas as quatro estações do ano, as características dos componentes de cada fabricante bem como a qualidade de energia da rede elétrica para diferentes intempéries.

Serão armazenadas as duas variáveis principais durante o primeiro ano de medição do parque:

1. **Descargas parciais:** será realizada medição com um analisador de descargas parciais na instalação elétrica de média tensão localizada no compartimento do transformador. Gera-se uma imagem 3D representativa das descargas parciais que cobrirá os cabos de média tensão, seus conectores e a suportes isolantes da base do transformador principal posicionando o instrumento de forma estratégica. Através de

análise computacional descrita na Figura 40 será obtido o dimensional fractal e lacunaridade de cada conjunto de medições;

2. **5ª harmônica:** No Brasil a frequência é de 300Hz. A medição ocorrerá através de transformadores de corrente e controlador (processador) do conversor de frequência existente no lado de baixa tensão da turbina eólica. A princípio não será necessário acréscimo de novos equipamentos para obtenção destes dados.

Através do modelo probabilístico gaussiano serão armazenadas a média “ μ ” e o desvio padrão “ σ ” de cada variável acima.

$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}$, $0 < x < 365p$ sendo “p” a quantidade de medições estipuladas para um ano.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum |x-\mu|^2}{n}}$$
, sendo “n” o número de pontos e “x” o valor medido.

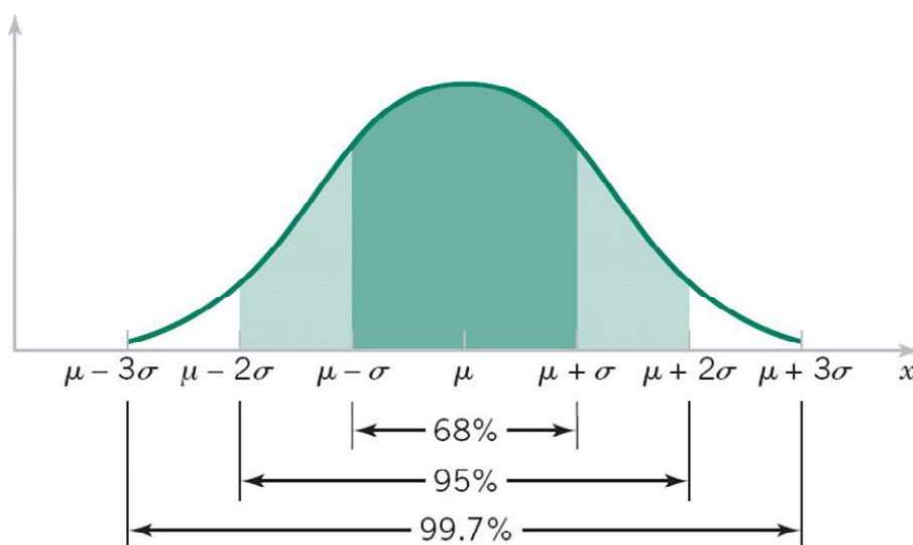


Figura 42 – Registro da média “ μ ” e o desvio padrão “ σ ” do dimensional fractal, lacunaridade, 5ª harmônica e sua derivada

O intuito do primeiro ano será formar uma distribuição normal que irá apresentar as características dos isoladores (cabo, terminações e base do transformador) consideradas em condições ideais de utilização.

É de conhecimento que por inúmeras razões naturais são identificadas descargas parciais e quinta harmônica como, por exemplo: descargas parciais constantes nas terminações dos cabos de média tensão, elevação da distorção harmônica devido à

eventos transitórios como partida da turbina, quedas de tensão da rede, bem como a presença de harmônicos de tensão que são provenientes da rede básica a qual está conectado o parque eólico.

A lógica que será obtida através da média e desvio padrão do dimensional fractal, lacunaridade, 5ª harmônica e a sua derivada está presente a seguir através de diagrama lógicos. Duas saídas verdadeiras são possíveis: ação de inspeção planejada e proteção atuada da turbina interrompendo imediatamente a sua operação.

A seguir na Tabela 4-1 estão listados os parâmetros utilizados no desenvolvimento das regras para a nova proposta de proteção elétrica.

Tabela 4-1 – Tabela resumo dos parâmetros utilizados na nova proposta de proteção

$\mu_1 \sigma_1$	Média e desvio padrão do dimensional fractal da descarga parcial
$\mu_2 \sigma_2$	Média e desvio padrão da lacunaridade da descarga parcial
$\mu_3 \sigma_3$	Média e desvio padrão da 5ª harmônica
$\mu_{atual \text{ de dimensional fractal}}$	A nova média atualizada de forma “online” após o primeiro ano de medição para cada novo valor de média de dimensional fractal computado no presente.
β	Constante empírica fixada como referência para classificação de uma determinada descarga parcial como potencialmente danosa (isolação comprometida).
$\mu_{1,2,3 \text{ 1ºano}}$ $\sigma_{1,2,3 \text{ 1ºano}}$	Valor de referência da média e desvio padrão do dimensional fractal, lacunaridade e 5ª harmônica calculada para o primeiro ano de operação do parque eólico.

AS TRÊS REGRAS PARA ANÁLISE DAS FALHAS ELÉTRICAS

A seguir estão as três regras criadas na presente dissertação para identificação de falha elétrica relacionada a eventos de descargas parciais e arcos elétricos à terra:

Regra 1: Após o primeiro ano de medição cada uma das descargas parciais será avaliada segundo as três condições a seguir:

- $\mu_{1 \text{ do } 1^{\text{º}} \text{ ano}} - \sigma_{1 \text{ do } 1^{\text{º}} \text{ ano}} < \textit{dimensional fractal} < \mu_{1 \text{ do } 1^{\text{º}} \text{ ano}} + \sigma_{1 \text{ do } 1^{\text{º}} \text{ ano}}$
- $\mu_{2 \text{ do } 1^{\text{º}} \text{ ano}} - \sigma_{2 \text{ do } 1^{\text{º}} \text{ ano}} < \textit{Lacunaridade} < \mu_{2 \text{ do } 1^{\text{º}} \text{ ano}} + \sigma_{2 \text{ do } 1^{\text{º}} \text{ ano}}$
- $\mu_{\text{atual de dimensional fractal}} - \mu_{1 \text{ ano}} < \beta$

Caso as três condições juntas acima não sejam falsas (função AND) a descarga parcial é significativa e deve ser avaliada. Porém não será tomada nenhuma ação quando uma ou duas condições não forem satisfeitas. As três condições acima precisam ser falsas para que regra 1 seja verdadeira.

Para as duas primeiras condições, o modelo probabilístico gaussiano apontará 68% de chance da descarga parcial medida estar dentro da área formada pelo dimensional fractal e lacunaridade (comparar Figura 38 e Figura 41) caso as condições da instalação elétrica não tenham sofrido alterações.

A premissa de escolher uma faixa relativamente estreita para avaliação da localização da descarga parcial consiste no fato de que a classificação determinará a região do gráfico dimensional fractal versus lacunaridade presente na Figura 41. Portanto não se trata somente de identificação da intensidade da descarga parcial, mas sim a sua caracterização/classificação como fora da normalidade.

Espera-se estatisticamente que 32% das descargas parciais irão estar fora desta região e obviamente não podemos tomar ação para todas elas, por isso a terceira condição também terá que ser verdadeira. Pela Figura 41 fica claro que se houver mudanças nas características de isolamento das instalações elétricas será encontrado novos valores médios de dimensional fractal ao longo do tempo sendo atualizada a cada nova medição.

$$\mu_{\text{atual de dimensional fractal}} - \mu_{1 \text{ ano}} < \beta$$

Caso a diferença entre a nova média dos valores de dimensional fractal pelo valor de referência obtido no primeiro ano de medição for acima de determinada constante

β significa que está sendo formada nova característica de isolamento e neste caso alguma ação deverá ser tomada.

Será proposto através da presente dissertação que o valor de β seja definido empiricamente devido à diversas particularidades associadas a esta referência (diferentes fabricantes dos materiais elétricos medidos, ambientes com diferença de salinidade e umidade, qualidade da manutenção, etc). Para a análise empírica deve-se considerar um número representativo de parques eólicos com propriedades climáticas semelhantes.

Proposta de cálculo empírico do valor de β

Avaliar ao menos 100 turbinas eólicas de mesmo fabricante/modelo em diferentes parques eólicos de características climáticas semelhantes (ex. todas próximas ao mar no nordeste brasileiro). Após o primeiro ano de medição poderá ser calculado o valor médio μ_{1ano} mas ainda não o β . A partir do primeiro ano de operação destas turbinas eólicas em avaliação inicia-se a análise de manutenções corretivas que possam estar associadas a significativos valores de descargas parciais ou eventos de arco elétrico. Por exemplo, identificam-se alarmes dos relés de arco elétrico ou medições de corrente fuga a terra durante a manutenção. Para estas turbinas será calculado o valor β encontrado através do cálculo de μ_{atual} de dimensional fractal – μ_{1ano} .

Para definição do valor padrão de referência β deverá ser considerada a média de pelo menos dez valores de β a partir de diferentes turbinas eólicas cujo desvio padrão destes valores seja menor que 25% da média encontrada para credibilidade do valor estipulado como referência.

Regra 2: Identificar se o valor da 5ª harmônica medida no lado de baixa tensão do transformador é menor que $\mu_3 + 2\sigma_3$, ou seja, se o valor encontrado está dentro do percentil de ordem 95 medidos durante o primeiro ano de medição.

$$5^{\text{a}} \text{ harmônica} < \mu_3 \text{ do } 1^{\text{o}} \text{ ano} + 2\sigma_3 \text{ do } 1^{\text{o}} \text{ ano}.$$

Ou seja, se a equação acima não for atendida a Regra 2 será ativada.

Como pode ser observada esta análise se baseia no aumento da amplitude da 5ª harmônica no sinal trifásico originado no lado de baixa tensão do transformador.

O valor da $\mu_3 \text{ do } 1^{\text{o}} \text{ ano}$ e $\sigma_3 \text{ do } 1^{\text{o}} \text{ ano}$ são os valores de média e desvio padrão calculadas para o somatório dos valores medidos no primeiro ano de operação do parque. Cabe ressaltar que a Regra 3 deve ser falsa durante a formação da base de dados desta distorção harmônica tanto durante o primeiro ano de medições quanto para que a Regra 2 seja avaliada.

Regra 3: Confirmação de presença de determinados alarmes da turbina eólicas relacionados a falhas internas que poderiam causar aumento da 5ª harmônica no ponto de medição considerado, mas que não tenham nenhuma relação com eventos de arco elétrico e/ou descargas parciais no lado de média tensão do transformador.

Ou seja, em caso de presença de pelo menos um destes alarmes a Regra 3 será ativada.

Por exemplo, a geração de 5ª harmônica devido à fuga de corrente nas escovas do corpo de anéis do rotor do gerador (baixa tensão). Uma vez que a turbina eólica possui uma lista de alarmes e avisos, previamente será definida uma lista de alarmes que teriam potencial relação na geração de distorção harmônica, mas que se deve a outras causas que não são objeto deste estudo.

PLANO DE AÇÃO PARA AS TRÊS REGRAS

Existirão duas ações de intervenção a serem tomadas a depender da criticidade das descargas parciais e da intensidade da 5ª encontrada. Porém somente serão tomadas quaisquer ações se a regra 3 for falsa garantindo desta forma que a falha na turbina eólica não está localizada na zona de baixa tensão devido aos equipamentos internos a nacele.

Saída 1: A regra 1 **ou** a regra 2 está ativada.

Emissão de um plano de inspeção para a turbina eólica. Poderá ser tomada uma ação na próxima manutenção preventiva do parque eólico ou durante uma manutenção corretiva planejada para os próximos dias. A ação de médio prazo será recomendada.

Saída 2: A regra 1 **e** regra 2 estão ativadas.

Proteção atuada da turbina eólica. Interrupção imediata do funcionamento devido à presença acentuada de descargas parciais e/ou arcos elétricos no lado de alta tensão do transformador.

Espera-se que sejam identificados eventos de arco elétrico e/ou fuga de corrente na zona de proteção de média tensão localizado no compartimento do transformador (nos cabos ou terminações de média tensão, no transformador, etc.)

4.4.4 Simulação das descargas parciais, dimensional fractal e aplicação das regras

As simulações a seguir foram realizadas através do software matlab versão 2014a.

Primeiramente deverá ser formada uma base de dados da descarga parcial em um padrão 3D de medições das descargas parciais cujos eixos são formados pelo número das descargas parciais, pela sua amplitude e fase conforme Figura 39.

Logo após deve-se realizar a análise computacional desta imagem de forma a transformá-lo em dimensional fractal. Para esta transformação foi utilizado um código obtido em Mathworks.com de cálculo de dimensional fractal utilizando algoritmo de contagem de caixas diferencial [4]. O resultado final deste algoritmo é o dimensional fractal e a lacunaridade da imagem 3D, que na presente dissertação refere-se a descargas parciais.

Realizando a transformação da imagem Figura 39 em dimensional fractal através de simulação no Software Matlab, encontra-se:

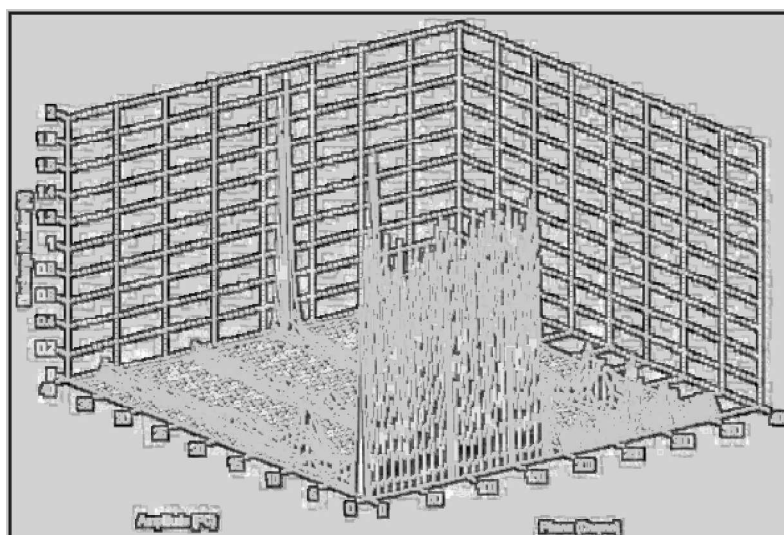


Figura 43 – Conversão da imagem da Figura 39 em dimensional fractal

Seleciona-se na Figura 43 toda a área corresponde a descarga parcial medida pelo instrumento, desta forma será obtido o dimensional fractal e sua lacunaridade.

Deve-se repetir este processo diversas vezes de forma a simular diversas amostras das descargas parciais ao longo do ano. Desta forma foi obtida a distribuição gaussiana de

todos os valores de dimensional fractal e lacunaridade obtidos conforme resultados presentes na Figura 44.

Os valores de verde representados na Figura 44 atendem a regra 1 proposta nesta dissertação referente ao intervalo de descargas parciais encontradas em 68% dos casos ao longo de um ano ($\mu_1 - \sigma_1 < \text{valores} < \mu_1 + \sigma_1$).

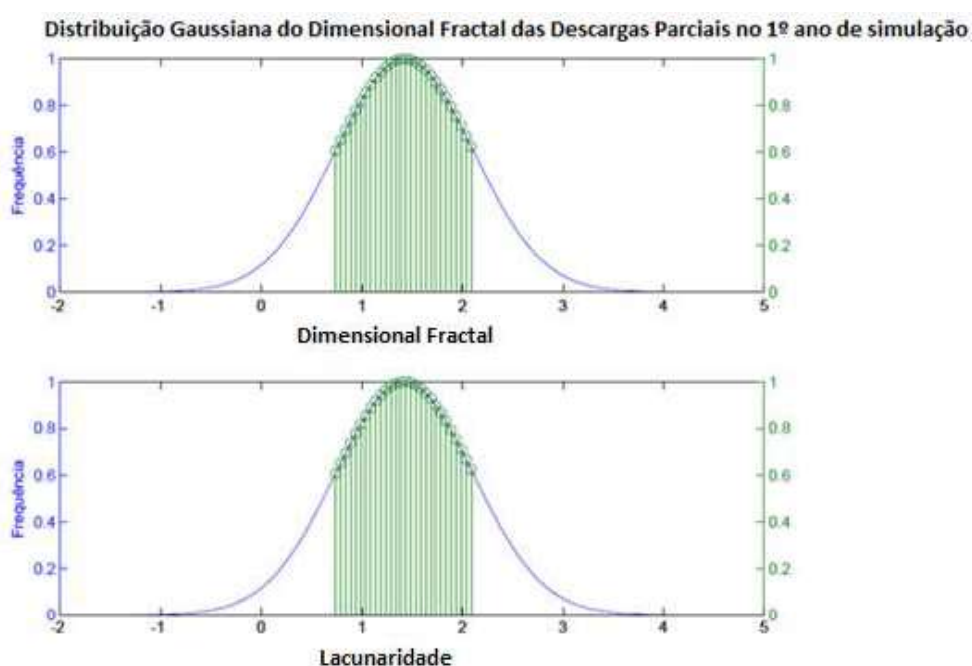


Figura 44 – Distribuição gaussiana de todos os valores de dimensional fractal e lacunaridade ao longo de um ano.

Segue, portanto, na região verde da Figura 44 a proposta de classificação das descargas parciais consideradas como naturais, esperadas em instalações elétricas novas e sem degradação da isolação presentes nos cabos, terminações e na base do transformador por exemplo.

À medida que a instalação elétrica vai comprometendo suas propriedades dielétricas por inúmeras razões dentre as quais a própria sujeira nos isoladores elétricos, as descargas parciais irão aumentar e os valores encontrados de dimensional fractal e lacunaridade estarão fora da região verde.

Formada a base de dados do primeiro ano de medição há, portanto, como avaliar a região compreendida pelos intervalos a seguir:

- $\mu_1 \text{ do } 1^{\text{º}}\text{ano} - \sigma_1 \text{ do } 1^{\text{º}}\text{ano} < \textit{dimensional fractal} < \mu_1 \text{ do } 1^{\text{º}}\text{ano} + \sigma_1 \text{ do } 1^{\text{º}}\text{ano}$ e

- $\mu_2 \text{ do } 1^{\circ}\text{ano} - \sigma_2 \text{ do } 1^{\circ}\text{ano} < \textit{Lacunaridade} < \mu_2 \text{ do } 1^{\circ}\text{ano} + \sigma_2 \text{ do } 1^{\circ}\text{ano}$.

O valor de β será calculado empiricamente conforme explicado anteriormente.

Simulação da 5ª harmônica e aplicação da Regra 2

As simulações a seguir foram realizadas através do software Matlab versão 2014a. Deve-se armazenar uma base de dados significativa de coleta da taxa de distorção harmônica de quinta ordem medida na corrente trifásica no lado de baixa tensão do transformador principal da turbina eólica.

Nesta simulação se houver algum alarme ativo relacionado a eventos fora do compartimento do transformador que possam ter relação com o aumento da distorção harmônica da turbina no momento da medição, nenhuma medição será computada conforme exigência da regra 3.

Encontra-se na Figura 45 os sinais trifásicos de corrente sem a presença de distorção harmônica de qualquer ordem e abaixo um exemplo de sinal trifásico com a presença de 5% de amplitude de distorção harmônica de 5ª ordem.

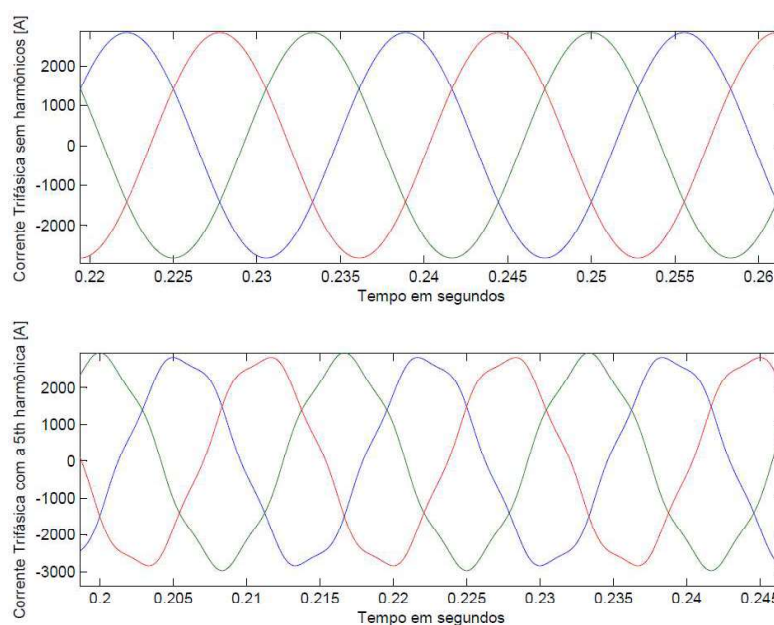


Figura 45 – Corrente Trifásica em 60Hz no lado de baixa tensão do transformador sem e com presença da 5ª harmônica

Encontra-se na Figura 46 o resultado da potência em decibéis para as cinco primeiras harmônicas, bem como a potência para a 5ª harmônica em porcentagem da potência nominal na frequência fundamental.

Simulação de uma medição de 5ª harmônica de 5% nas três fases	Frequency	Power	NumHarmonics	thd_db	percent_thd
	60	66.021	5	-26.021	5
	120.4	-245.91			
	180.6	-250.69			
	240.6	-259.55			
	300	40			

Figura 46 – Taxa de distorção harmônica de 5% da corrente nominal na 5ª harmônica

E finalmente fazendo a coleta das taxas de distorção harmônica de 5ª ordem para as amostras em que a Regra 3 é falsa ao longo do primeiro ano de operação do parque eólico será formada uma distribuição gaussiana como presente na Figura 47.

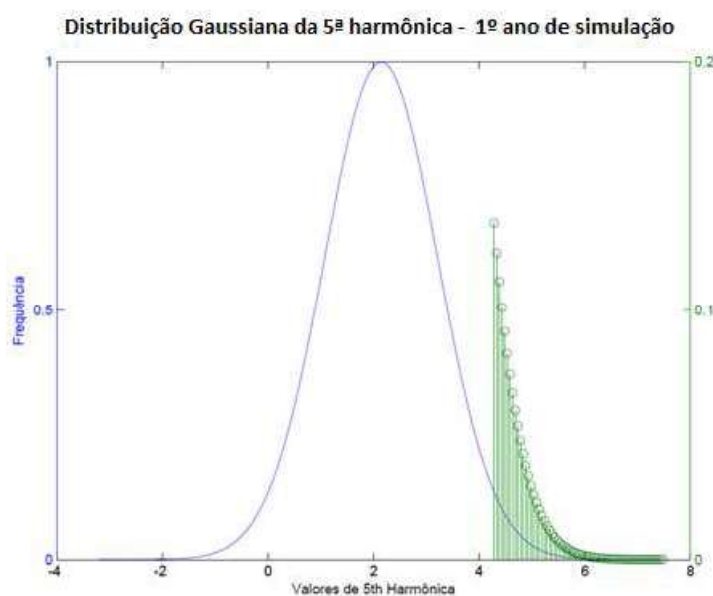


Figura 47 – Distribuição gaussiana de todos os valores de 5ª harmônica ao longo de um ano.

A Figura 47 apresenta de forma clara a aplicação da regra 2 através da região verde correspondente ao nível da 5ª > $\mu_3 + 2\sigma_3$ (de percentil de ordem 95) onde uma ação será executada.

5

CONCLUSÃO

O significativo crescimento do mercado eólico no Brasil e no mundo ocorreu principalmente nos últimos 10 anos. A matriz de expansão energética do mercado eólico brasileiro nos próximos anos dependerá do crescimento da demanda de energia e da continuidade de iniciativas políticas por geração de energia limpa que não cause impactos significativos ao meio ambiente.

A cada ano as empresas fabricantes de turbinas eólicas desenvolvem novos modelos com potência máxima mais elevada, maior eficiência energética, melhor segurança para os operadores e a um custo benefício mais reduzido. O futuro promissor em expansão são os parques eólicos offshore, que enfrentam significativos desafios em sua manutenção devido à alta umidade e salinidade.

Foi apresentado no presente trabalho a formulação matemática da potência mecânica extraída dos ventos, a máxima eficiência teórica de conversão de energia do vento bem como os seus principais equipamentos e tecnologias atualmente utilizadas. Ressaltou-se a turbina eólica com gerador de indução de rotor bobinado com dupla alimentação (DFIG – Doubly Fed Induction Generator), suas operações no modo subsíncrono e supersíncrono para diferentes velocidades de vento, bem como a relação do seu escorregamento com o dimensionamento da potência do conversor.

Através dos órgãos regulamentadores e fiscalizadores da matriz energética brasileira chegou-se aos requisitos de qualidade exigidas para às geradoras elétricas eólicas conectadas a rede básica brasileira. Seus índices de qualidade de energia a serem atendidos bem como os requisitos solicitados pelas normas internacionais cabíveis estão presentes nas normas da ONS[27][30][31] e na IEC 61400-21[19]. As taxas de distorção harmônicas de tensão globais e individuais são requisitos para a geração eólica exigidos

pelo ONS, porém as taxas de distorção harmônica de corrente não são exigidas por este órgão onde são cobertos pelas normas internacionais cabíveis.

A variação de tensão de curta duração é um problema frequentemente enfrentado pelas turbinas eólicas uma vez que demandam uma desconexão repentina das turbinas causando sobrecorrentes e estresses mecânicos durante a frenagem. Em eventos de afundamento ou interrupção da tensão da rede elétrica a qual as turbinas do parque eólico estão conectadas são gerados em regime transitório sobrecorrentes rotóricas no circuito do gerador. Desta forma, as correntes elevadas nos circuitos do inversor poderão causar queimas dos equipamentos eletrônicos e interrupção da geração implicando, portanto na necessidade de dispositivos de controle nos conversores de potência para proteger-se destes eventos. Os circuitos de “Crowbar Passivo” e “Crowbar Ativo” são as tecnologias usuais de proteção da turbina durante um afundamento ou interrupção da tensão de rede nestes casos. Foi evidenciado o resultado de uma oscilografia gravada de um evento real de variação de tensão de curta duração da rede elétrica medida em uma turbina eólica onde o comportamento dos circuitos de “Crowbar Passivo” e “Crowbar Ativo” são evidentes através da redução brusca do valor de corrente nominal do estator do gerador.

Foi evidenciado como exemplo um modelo de analisador de energia certificado pelas normas internacionais para realização de campanhas de medição da qualidade de energia. Estas campanhas de medição poderão ser realizadas em diferentes pontos da subestação de interesse em análise, onde o ponto de entrega de energia da concessionária à rede básica é o exigido pelo ONS. Para realização de campanhas de medição dentro da nacele recomenda-se a utilização dos requisitos de medição exigidos pelas normas internacionais cabíveis [19]. O tempo exigido de campanha do ONS é de 7 dias consecutivos [30], porém recomenda-se que a campanha de medição se estenda pelo prazo mínimo de 1 ano para registro do histórico de falhas externas e análise da rede para diferentes estações do ano e níveis de umidade relativa. O resultado real de uma campanha de medição de qualidade de energia foi apresentado neste trabalho para um parque eólico do nordeste brasileiro. Além de todos os índices de qualidade e de energia exigidos pelo ONS foram apresentados também a taxa de distorção harmônica de corrente para diferentes potências produzidas pela turbina eólica conforme requisitos presentes na norma internacional IEC 61400-21[19].

Foi desenvolvida a modelagem de um estudo de caso de um ramo de parque eólico até a subestação de entrega à rede básica através da ferramenta de software PTW

módulo CAPTOR, cuja simulação das ordens de ajuste dos elementos de proteção permitiu uma adequada seletividade amperimétrica e cronométrica, evidenciando os principais elementos de proteção. A proteção da região de média tensão dentro da turbina é realizada por um cubículo de média na entrada da torre cujos parâmetros de ajuste de seu relé visa proteger o cabo de média tensão e o transformador de potência. Existem modelos de determinados fabricantes de turbinas eólicas (determinadas máquinas da fabricante Suzlon e Siemens Gamesa por exemplo) em que a média tensão não está localizada dentro da turbina eólica, mas em uma sala elétrica ao lado. Porém o presente trabalho de proteção elétrica não foi motivado para estes modelos de turbinas eólicas.

Ao final da presente dissertação foi proposto uma análise de proteção elétrica na zona de média tensão no compartimento do transformador instalado na nacelle motivado principalmente para parques eólicos em ambientes com elevada umidade e salinidade, típico cenário de diversos parques eólicos do nordeste brasileiro. Foram listadas razões para a viabilidade da solução técnica proposta onde destaca-se o baixo custo em relação a infraestrutura necessária para utilização da função tradicional 87T, proteção adicional em caso de falha do relé de proteção ou transformadores de corrente do cubículo de média e a fácil instalação em parques existentes. Inclui-se também como uma nova solução para identificação de fuga a terra para reduzidos valores de correntes que não implicam em atuação da proteção de terra do relé de proteção existente. Cabe ressaltar também que a região do transformador (de baixa para média tensão) na nacelle é crítica para a integridade da turbina uma vez que as paredes e teto da nacelle usualmente são de fibra de vidro cujo material é combustível em situações de incêndio.

Conforme fonte [41], eventos de arco elétrico e fuga de corrente em isoladores suspensos apresentam significativa intensidade de harmônicos de ordem ímpar, onde as maiores intensidades ocorrem nas harmônicas de ordem 3ª e 5ª. As harmônicas relacionadas a componente de sequência zero ficam retidas no enrolamento de Delta (lado de alta tensão) não sendo percebidas no lado de baixa tensão (estrela aterrado) pelo controlador da nacelle, porém as harmônicas de sequência negativa passarão do enrolamento de delta que seriam as 5ª, 11ª, 17ª e 23ª ordem principalmente [34] [8]. Portanto há a possibilidade de identificação na turbina eólica de arco elétrico e fuga de corrente proveniente do lado de delta do transformador (alta tensão) através da 5ª harmônica que será conduzida para o lado de baixa tensão em estrela aterrado, possibilitando assim a sua análise nos painéis conversores da turbina eólica.

Para a proposta do presente trabalho utilizando-se um analisador de descargas parciais coleta-se dados na instalação elétrica de média tensão do compartimento do transformador, gerando-se uma imagem 3D representativa das descargas parciais que cobrirá os cabos de média tensão, seus conectores e suportes isolantes da base do transformador principal posicionando o instrumento de forma estratégica. Através de análise computacional descrita na Figura 40 será obtido o dimensional fractal e lacunaridade de cada conjunto de medições da descarga parcial.

Propõe-se através da presente dissertação armazenar uma base de dados com os valores de dimensional fractal e lacunaridade das descargas parciais na média tensão do compartimento do transformador e também a distorção harmônica de quinta ordem medida pelo conversor de potência no lado de baixa tensão. Desta forma serão mapeadas nas quatro estações do ano, as características dos componentes de cada fabricante de turbina eólica bem como a qualidade de energia da rede elétrica para diferentes intempéries e características de linhas de transmissão. Através dos resultados obtidos em distribuição gaussiana foi proposta a criação de três regras para classificação do tipo de falha elétrica que implicaria em uma manutenção planejada (devido à redução das propriedades dielétricas das instalações elétricas) ou na imediata proteção atuada interrompendo a operação da turbina eólica devido à possíveis eventos de arco elétrico ou fuga a terra. Com isto poderá ser identificado eventos de arco elétrico e/ou fuga de corrente de baixa intensidade em média tensão cuja zona de proteção de sobrecorrente é livre de atuação do relé de proteção da turbina eólica. Para correntes de fuga elevadas e níveis consideráveis de energia de arco elétrico, a nova proposta de proteção será aplicável como adicional a proteção elétrica existente no cubículo de média tensão.

Com isso foi possível explorar os temas relacionados à turbina eólica dentro dos parâmetros atuais desta tecnologia com ênfase a temas relacionados a qualidade de energia da rede elétrica a serem atendidas pelo parque eólico bem como da proteção elétrica na zona de média tensão em ambientes adversos.

Por fim apresenta-se uma proposta de tema para desenvolvimento futuro na linha de pesquisa de doutorado que visa realizar o projeto básico, detalhado e executivo de um protótipo piloto com medições reais de descargas parciais e/ou arco elétrico realizadas em isoladores de média tensão de forma a validar a metodologia de cálculo, análise e resultados apresentados na presente dissertação.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABEEÓLICA ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2016**. Av. Paulista, 1337 – 5º andar – Cj. 51 – São Paulo, SP. Disponível em:< <http://www.abeeolica.org.br/>> Acesso em: 10 maio 2017.
- [2] ABEEÓLICA ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA ELÉTRICA. **Dados Mensais fevereiro de 2017**. Av. Paulista, 1337 – 5º andar – Cj. 51 – São Paulo, SP. Disponível em:< <http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/02/Dados-Mensais-ABEEolica-02.2017.pdf>> Acesso em: maio 2017.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Relatório de Análise de Contribuições da Audiência Pública nº 82/2015 – Anexo I da Nota Técnica nº 0085/2016-SRD/ANEEL.
- [4] AL-KADI, O. S. **Fractal dimension (FD) calculation using differential box counting algorithm**. University of Sussex, Brighton, UK. Versão 1.0, janeiro, 2010.
- [5] BURTON, T.; JENKINS, N.; SHARPE, D.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook**. 2.ed. John Wiley & Sons Ltd, 2011.
- [6] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Disponível em:< www.ccee.org.br > Acesso em: maio 2017.

-
- [7] COBBEN, J.F.G.; CASTEREN, J.F.L. **Classification Methodologies for Power Quality, Electrical Power Quality and Utilisation**, Magazine Vol. II, 11.2006.
- [8] DRIS, O.; ELMAREIMI, F. M.; FOUAD, R. **Transformer Differential Protection Scheme with Internal Faults Detection Algorithm Using Second Harmonics Restrain and Fifth Harmonics Blocking Logic**. In: The 5thInternational Conference on Electrical and Electronics Engineering. Bursa, Turkey. 2007.
- [9] DUTRA, R. **Energia Eólica Princípios e Tecnologias**. CRESESB, CEPTEL, Eletrobrás, Ministério de Minas e Energia, 2010.
- [10] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Disponível em: <www.epe.gov.br> Acesso em: maio 2017.
- [11] EUROPEAN COMMITTEE FOR ELECTROTECHNICAL STANDARDIZATION. **Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems: EN 50160**. 2010.
- [12] FADIGAS, E. A. F. A. **Energia eólica**. 1.ed. Barueri, São Paulo, Brasil. Editora Manole, 2011. p.18-23, p91-93, p121.
- [13] FLUKE CORPORATION. **Fluke 434-II/435-II/437-II Three Phase Energy and Power Quality Analyzer User Manual**. 6920 Seaway Blvd Everett, WA 98203 USA. January 2012.
- [14] FOFANA, I.; BEROUAL A. **Discharge in Long Air Gaps – Modelling and applications**. Québec, Canadá. IOP Publishing 2016.
- [15] GHONEIM, S. S. M; ZAINI H. G; SHOUSH, K. A. **Partial Discharge Pattern Recognition based on Artificial Neural Networks**. INTERNATIONAL JOURNAL OF CONTROL, AUTOMATION AND SYSTEMS. V.5 N.2 April 2016.

-
- [16] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems: IEC TR 61000-3-6.** 2008.
- [17] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques— Power quality measurement methods: IEC 61000-4-30.** 2015.
- [18] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Wind Turbines. Part 1: Design Requirements: IEC 61400-1.** Third Edition, 08.2005.
- [19] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Wind Turbine Generators Systems – Part 21: Measurements and Assessment of Power Quality Characteristics of grid Connected Wind Turbines: IEC 61400-21.** Edition 2.0, 08.2008.
- [20] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Recommended practice for monitoring electric power quality: IEEE 1159.** 2009.
- [21] MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE R. M. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.** Rio de Janeiro: LTC, 2014.
- [22] MANWELL J.F.; MCGOWAN J.G.; ROGERS A.L. **Wind Energy Explained – Theory, Design and Application.** 2.ed. Wiley, 2009.
- [23] MARQUES, Jefferson. **Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação.** Dissertação de Mestrado. Santa Maria, RS, Brasil, 2004.
- [24] MARQUES, J.; PINHEIRO, H.; PINHEIRO, J.; GRUNDLING, H. **Survey on Variable Speed Wind Turbine System.** COBEP, 2003.
- [25] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Disponível em: www.mme.gov.br Acesso em: maio 2017.

-
- [26] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Acesso e Conexão à Rede Básica.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/integracao_sin/aceso_conexao_rede.aspx>. Acesso em maio 2017.
- [27] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **ONS NT 009/2016 – Instruções para realização de estudos e medições de QEE relacionados aos novos acessos à rede básica para parques eólicos, solares e consumidores livres.** Rev. 1.0, 04.2016.
- [28] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **ONS 2.1- 028/2005 – Definição das Metodologias e Procedimentos Necessários às Campanhas de Medição dos Indicadores de Desempenho.** Rev. 4, 14.10.2007.
- [29] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **RE-3-0166/2014 – Plano da Operação Energética 2014/2018 PEN 2014.** Disponível em:<http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao_operacao_energetica/RE-3-0166-2014_PEN%202014_SumarioExecutivo.pdf> Acesso em: maio 2017.
- [30] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica.** Rev. 2.0, 12.2016.
- [31] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 3.6 – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão.** 12.2016.
- [32] PAULINO M. **Avaliação de descargas parciais. Uso de medição com sistemas digitais de múltiplos canais sincronizados para avaliação de transformadores com descargas parciais.** Revista O Setor Elétrico. Capítulo X, edição 105, Outubro – 2014.
- [33] PEREIRA, M. M. **Um Estudo do Aerogerador de Velocidade Variável e Sua Aplicação para Fornecimento de Potência Elétrica Constante.** Juiz de Fora, MG – Brasil. 2004.

-
- [34] PETIT, M. BASTARD, P. **Simulation of a zero-sequence relay for a distribution network with EMTP-RV Discrimination between fault current and magnetizing inrush current.** Presented at the International Conference on Power Systems Transients in Montreal, Canada on June 19-23, 2005.
- [35] POWER TOOLS FOR WINDOWS. **Captor Reference Manual**, Electrical Engineering Analysis Software for Windows, SKM System Analysis, Inc., PO Box 3376, Manhattan Beach, CA 90266-1376, USA. 2006.
- [36] REIS FILHO, F. A.; SENGER, E. C. **Plantas Eólicas: Modelagem para Estudos de Curto-Circuito e Critérios de Ajustes das Proteções de Planta Eólica.** Revista O Setor Elétrico, Ed. 114, julho 2015.
- [37] ROSAS, P. A. C; ESTANQUEIRO, A. I. **Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas.** v.1. Recife, 2003.
- [38] SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY, Relatório de Campanha de Medição – Monitoramento de Qualidade de Energia do Aerogerador em Operação, 2016. Dados confidenciais da empresa.
- [39] SILVEIRA, C. A. **Estudos de Proteção e Seletividade Industrial para Casos Especiais na Indústria.** CESEP, Belo Horizonte, MG – Brasil. Julho 2014.
- [40] SIQUEIRA, H. Power Factor Comércio Serviços Ltda – Apresentação PQUBE 3 para SIEMENS GAMESA EÓLICA. Rua Alexandre Dunas, 1268, São Paulo, SP – Brasil, 2017.
- [41] SUDA, T. Senior Member IEEE. **Frequency Characteristics of Leakage Current Waveforms of a String of Suspension Insulators.** January 2005.
- [42] VOLTOLINI H. **Modelagem e Controle de Geradores de Indução Duplamente Alimentados com Aplicação em Sistemas Eólicos.** Florianópolis. 2007.
- [43] WEISHENG, W.; YONGNING, C.; ZHEN, W.; YAN, L.; RUIPING, W.; MILLER, N.; BAOZHUANG, S. **On the Road to Wind Power.** IEEE

Power&Energy Magazine, 445 Hoes Lane, Piscataway, NJ 08854 USA, v.14, n.6,
p.24-34, Nov/Dec 2016.