

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

Uma Análise Crítica das Distorções Harmônicas de  
Correntes Associadas a Aerogeradores DFIG

Michelly da Silva Lima

Uberlândia

2019

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**

**Uma Análise Crítica das Distorções Harmônicas de  
Correntes Associadas a Aerogeradores DFIG**

Dissertação apresentada por Michelly da Silva Lima à Universidade Federal de  
Uberlândia para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

**Banca Examinadora:**

José Carlos de Oliveira, Dr. (Orientador) – UFU

Ivan Marques de Toledo Camargo, Dr. – UnB

Isaque Nogueira Gondim, Dr. – UFU

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

---

L732a Lima, Michelly da Silva, 1992-  
2019 Uma análise crítica das distorções harmônicas de correntes associadas a aerogeradores DFIG [recurso eletrônico] / Michelly da Silva Lima. - 2019.

Orientador: José Carlos de Oliveira.  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.  
Modo de acesso: Internet.  
Disponível em: <http://dx.doi.org/10.14393/ufu.di.2019.23>  
Inclui bibliografia.  
Inclui ilustrações.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia eólica. 3. Energia - Qualidade. 4. Distorções. 5. Análise harmônica. 6. Energia - Fontes renováveis. I. Oliveira, José Carlos de, 1947-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

---

CDU: 621.3

# Uma Análise Crítica das Distorções Harmônicas de Correntes Associadas a Aerogeradores DFIG

Michelly da Silva Lima

Dissertação apresentada por Michelly da Silva Lima à Universidade Federal de  
Uberlândia, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

---

Prof. José Carlos de Oliveira, Dr.  
(orientador) – UFU

---

Prof. José Roberto Camacho, Dr.  
(Coordenador do Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Elétrica) –  
UFU

*Dedico este trabalho à minha mãe, Maria José, ao meu pai, Reginaldo e a todos que de alguma forma contribuíram para esta realização.*

# AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço à Deus pelo objetivo alcançado e por me dar forças para seguir sempre em frente.

Aos meus pais, Reginaldo Lima e Maria José, pelo estímulo, amor e cuidado.

Ao meu irmão, Michel Lima, pelo apoio, incentivo e confiança.

Ao meu noivo, Maurício Garcia, pelo apoio e incentivo nessa caminhada.

Ao meu orientador, Prof. José Carlos de Oliveira, deixo expresso meus sinceros agradecimentos por toda a confiança, liderança, amizade e constantes ensinamentos para a concretização deste trabalho.

Aos amigos e companheiros de trabalho da Faculdade de Engenharia Elétrica e demais instituições: Arthur Costa, Andréia Crico, Bárbara Giancesini, Camila Dias, Celso Júnior, Giordanni Troncha, Gustavo Santos, Henrique Tannús, Humberto Cunha, Leandro Pains, Márcio Arvelos, Raquel Filiagi e Vinicius Brito pelo companheirismo, apoio, amizade e agradável convívio proporcionado nos diversos encontros profissionais e pessoais.

Aos professores Alex Reis, Antônio Carlos Delaiba, Arnaldo, Ernane, Gustavo Brito, Isaque Gondim, Ivan Nunes, José Wilson Resende, José Rubens, Sérgio Ferreira pelo auxílio e conhecimentos transmitidos.

À FAPEMIG por ter concedido suporte financeiro a esta pesquisa, por meio de sua bolsa de Pós-Graduação.

---

## RESUMO

No contexto das instalações de energia renovável, os parques eólicos ocupam posição de destaque na composição da matriz energética do cenário mundial e do Brasil. Não obstante os atrativos oferecidos, quando da inserção destes complexos de geração nos sistemas elétricos em operação, estudos avaliativos da integração entre as novas instalações e as existentes se fazem necessários. Estas questões abrangem um conjunto de análises, que visam, sobretudo, a garantia operacional da Rede Básica em consonância com as legislações aplicáveis. Dentre os estudos da correlação entre os novos acessos e seus impactos sobre a rede de conexão destacam-se aqueles diretamente afeitos à Qualidade da Energia. Neste cenário, à luz do reconhecimento que as unidades de geração eólicas são interligadas às redes elétricas através de tecnologias envolvendo inversores eletrônicos, estes arranjos culminam, indubitavelmente, na produção e injeção de componentes harmônicas de corrente. Visando, pois, a garantia dos padrões de desempenho aceitáveis, os mencionados órgãos reguladores definem condições impostas aos novos acessantes, as quais devem ser avaliadas ainda na fase de planejamento das instalações. Nesta etapa inicial, os estudos de desempenho são, à princípio, embasados em bancos de dados fornecidos pelos fabricantes. Tais informações, devidamente tratadas, resultam, assim, nos impactos sobre as distorções harmônicas de tensão no Ponto de Acoplamento com as redes preexistentes. Não obstante este seja o procedimento praticado, o fato é que, após o comissionamento das instalações, valores de correntes medidas e associadas com o funcionamento dos aerogeradores podem se mostrar bastante discrepantes daquelas inicialmente utilizadas. Dentre os vários motivos que podem justificar tais diferenças sobressai a presença de pré-distorções existentes nas barras de conexão. Inserido pois neste cenário, a presente dissertação encontra-se centrada numa análise crítica entre as ordens e níveis das correntes harmônicas efetivamente encontradas nas medições e aquelas inicialmente associadas com os bancos de dados dos fabricantes. Estudos envolvendo processos de análise tradicionais no domínio da frequência, corroborados com avaliações de desempenho no domínio do tempo são utilizados para consubstanciar as análises feitas.

Palavras-chave: energia eólica, qualidade de energia, distorções harmônicas, aerogeradores DFIG's, estudos de acesso.

---

## ABSTRACT

In the context of renewable energy generation schemes, wind farms occupy a prominent position in the composition of the electrical energy matrix of the world scenario and of Brazil. Notwithstanding the attractive features, when integrating these generation complexes into the electric systems in operation, studies of the integration between new and existing facilities are necessary. These issues cover a range of analyses, which aim above all to ensure the operational guarantee of the AC grid in line with the applicable legislation. Among the studies of the correlation between the new accesses and their impacts upon the connection network stand out those related to the Quality of Energy. In this scenario, in light of the recognition that the wind power units are interconnected to the electrical networks through technologies involving electronic inverters, these arrangements undoubtedly culminate in the production and injection of current harmonic components. In order to guarantee acceptable standards of performance, the regulatory bodies define conditions imposed on new accesses, which must be evaluated in the planning stage of the installations. At this early step, performance studies are initially based on databases provided by manufacturers. Such information, duly treated, thus results in the impacts on the harmonic distortions of voltage at the Coupling Point with the pre-existing grid. Although this is the procedure in practice, the fact is that after the commissioning of the installations, values of current measured and associated with site operation of the wind turbines can be quite different from those initially used. Among the several reasons that may justify such differences, the presence of background distortions at the PCC stands out. In this scenario, the present dissertation is focused on a critical analysis between the orders and levels of the harmonic currents actually found in the measurements and those initially associated with the manufacturers' databases. Studies involving traditional analysis made up based on the frequency domain techniques, corroborated with performance evaluations in the time domain are use to support the analyses made.

Keywords: wind energy, energy quality, harmonic distortions, DFIG wind turbines, access study.

---

# SUMÁRIO

## Capítulo I

---

<b>Introdução .....</b>	<b>18</b>
1.1 – Considerações iniciais .....	18
1.2 – Contextualização, motivação e contribuição dessa dissertação.....	20
1.3 – Estrutura da dissertação .....	21

## Capítulo II

---

<b>Topologias e Fundamentos Sobre a Geração de Harmônicos por Unidades Eólicas.....</b>	<b>23</b>
2.1 – Considerações iniciais .....	23
2.2 – Topologias empregadas para os aerogeradores .....	23
2.3 – Harmônicos produzidos por aerogeradores DFIG.....	29
2.4 – Considerações finais.....	37

## Capítulo III

---

<b>Procedimentos para os Estudos de Acesso de Parques Eólicos à Rede Básica .....</b>	<b>39</b>
3.1 – Considerações iniciais .....	39
3.2 – Estratégia para os estudos de acesso .....	40
3.3 – Considerações finais.....	45

## Capítulo IV

---

<b>Correntes Harmônicas nos Terminais de Aerogeradores DFIG - Domínio da Frequência.....</b>	<b>47</b>
4.1 – Considerações iniciais .....	47
4.2 – Caracterização do sistema elétrico .....	48
4.3 – Caracterização dos estudos de casos .....	53
4.4 – Resultados dos estudos de casos .....	54

---

4.5 – Análise dos resultados .....	57
4.6 – Considerações finais .....	60

## Capítulo V

---

<b>Correntes Harmônicas nos Terminais de Aerogeradores DFIG - Domínio do Tempo</b> .....	<b>63</b>
5.1 – Considerações iniciais .....	63
5.2 – Sistema elétrico simulado: aerogerador, rede interna e PAC .....	64
5.3 – Estudos de casos .....	65
5.4 – Análise dos resultados .....	72
5.5 – Considerações finais .....	76

## Capítulo VI

---

<b>Conclusões .....</b>	<b>77</b>
-------------------------	-----------

## Referências Bibliográficas

---

<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>81</b>
---	-----------

## Apêndices

---

<b>Apêndices.....</b>	<b>84</b>
Apêndice I – Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Fabricante - Caso 1.1 .....	84
Apêndice II – Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Fabricante – Caso 2.1 .....	85
Apêndice III – Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Fabricante – Caso 3.1 .....	86
Apêndice IV – Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Fabricante – Caso 4.1 .....	87
Apêndice V– Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Medições em Campo – Caso 1.2 .....	89

---

Apêndice VI- Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Medições em Campo	
– Caso 2.2 .....	90
Apêndice VII- Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Medições em Campo	
– Caso 3.2 .....	91
Apêndice VIII– Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Medições em Campo	
– Caso 4.2 .....	92

---

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Matriz energética brasileira, em GW. ....	19
Figura 1.2 – Capacidade instalada e perspectiva de evolução da geração eólica no Brasil, em MW.....	19
Figura 2.1 – Sistema de geração eólica do tipo 1. ....	24
Figura 2.2 – Sistema de geração eólica do tipo 2. ....	25
Figura 2.3 – Característica típica de conjugado/velocidade de um sistema de geração eólica do tipo 2. ....	26
Figura 2.4 – Faixas de extração de potência do vento por um parque eólico dotado de sistemas de velocidade fixa e de velocidade variável.....	26
Figura 2.5 – Sistema de geração eólica do tipo 3. ....	27
Figura 2.6 – Sistema de geração eólica do tipo 4. ....	28
Figura 2.7 – Perfil do conteúdo harmônico de alta frequência das tensões fase-fase de saída do inversor.....	32
Figura 2.8 – Tensão fundamental de linha de saída da unidade inversora e regiões de operação ( $mf = 15$ ). ....	32
Figura 2.9 – Formas de onda da tensão de linha de saída da unidade inversora (a vazio) e espectro de frequências, para $mf = 41,67$ .. ....	33
Figura 2.10 – Pulsos de acionamento considerando o “tempo morto” das chaves. ....	35
Figura 2.11 – Padrão da tensão de saída do conversor de conexão e alterações nas formas de onda devido o “tempo morto”.....	35
Figura 2.12 – Impacto do “tempo morto” das chaves na tensão/corrente de saída. ....	36
Figura 3.1 – Arranjo representativo do ponto de acoplamento entre o parque eólico e a Rede Básica. ....	41
Figura 3.2 – Agregação de correntes harmônicas no ponto comum de acoplamento (PAC) das unidades de geração .....	42
Figura 3.3 – Representação do Lugar Geométrico das admitâncias da Rede Básica pelo (a) Setor Anular e (b) Polígono de “n” Lados. ....	43
Figura 4.1 – Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico utilizado. ....	48
Figura 4.2 – LG visto pelo barramento de conexão em 500 kV – rede completa (N) e rede com contingências (N-1) – harmônicos de 2 a 50. ....	49
Figura 4.3 – Topologia da rede interna. ....	50
Figura 4.4 – Diagrama esquemático do aerogerador DFIG. ....	50
Figura 4.5 – Pontos de avaliação no sistema elétrico.....	54
Figura 4.6 – Correntes harmônicas em 34,5 kV. ....	58
Figura 4.7 – Distorções harmônicas individuais e totais de tensão no barramento de 500 kV – Correntes injetadas pelos aerogeradores fornecidas pelo fabricante – PAC sem e com pré-distorções.....	59

---

Figura 4.8 – Distorções harmônicas individuais e totais de tensão no barramento de 500 kV – Correntes injetadas pelos aerogeradores medidas em campo– PAC sem e com pré-distorções. ....	60
Figura 5.1 – Diagrama unifilar do arranjo elétrico constituído por um aerogerador DFIG e conexão à rede. ....	64
Figura 5.2 – Espectro Harmônico da corrente na saída do aerogerador - 690 V - Caso 1.. ....	67
Figura 5.3 – Espectro Harmônico da corrente na saída do aerogerador - 690 V - Caso 2.1. ....	68
Figura 5.4 – Espectro Harmônico da corrente na saída do aerogerador - 690 V - Caso 2.2. ....	69
Figura 5.5 – Espectro Harmônico da corrente na saída do aerogerador - 690 V - Caso 3.1. ....	71
Figura 5.6 – Espectro Harmônico da corrente na saída do aerogerador - 690 V - Caso 3.2. ....	72
Figura 5.7 – Síntese dos espectros harmônicos da corrente na saída do aerogerador, em 690 V, para todos os casos simulados .....	73
Figura 5.8 – Diagrama esquemático do aerogerador DFIG e os pontos de avaliação. .	73
Figura 5.9 – Correntes no aerogerador para o Caso 1. ....	74
Figura 5.10 – Correntes no aerogerador para o Caso 2. ....	75
Figura 5.11 – Correntes no aerogerador para o Caso 3. ....	75

---

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Limites individuais de distorção harmônica segundo o ONS. ....	40
Tabela 3.2 – Limites globais de distorção harmônica segundo o ONS. ....	43
Tabela 3.3 – Expoentes para Cálculo da Agregação de Correntes Harmônicas.....	44
Tabela 4.1 – Nível de curto circuito no PAC em 500 kV. ....	50
Tabela 4.2 – Linhas de Transmissão e Cabos. ....	50
Tabela 4.3 – Transformadores .....	50
Tabela 4.4 – Correntes harmônicas geradas por um aerogerador – banco de dados do fabricante. ....	51
Tabela 4.5 – Correntes harmônicas geradas por 100 aerogeradores na barra de 34,5 kV – banco de dados do fabricante. ....	52
Tabela 4.6 – Correntes harmônicas geradas por 8 aerogeradores - medidas em campo. ....	52
Tabela 4.7 – Correntes harmônicas geradas por 100 aerogeradores na barra de 34,5 kV – medidas em campo. ....	53
Tabela 4.8 – Equivalente Harmônico de Norton em 34,5 kV – Ponto 1 - Fabricante....	55
Tabela 4.9 – Equivalente Harmônico de Norton em 138 kV – Ponto 2 - Fabricante....	55
Tabela 4.10 – Equivalente Harmônico de Norton em 500 kV - Ponto 3 - Fabricante ...	55
Tabela 4.11 – Distorções harmônicas de tensão em 500 kV - Ponto 3 - Fabricante .....	56
Tabela 4.12 – Equivalente Harmônico de Norton em 34,5 kV – Ponto 1 - Medições em campo .....	56
Tabela 4.13 – Equivalente Harmônico de Norton em 138 kV – Ponto 2 - Medições em campo .....	56
Tabela 4.14 – Equivalente Harmônico de Norton em 500 kV - Ponto 3 - Medições em campo .....	57
Tabela 4.15 – Distorções harmônicas de tensão em 500 kV – Ponto 3 - Medições em campo .....	57
Tabela 4.16 – Análise Comparativa das Correntes Harmônicas – Ponto 1 .....	58
Tabela 5.1 – Rede Básica .....	64
Tabela 5.2 – Linhas de Transmissão e Cabos.....	64
Tabela 5.3 – Transformadores .....	65
Tabela 5.4 – Parâmetros do Aerogerador DFIG .....	65
Tabela 5.5 – Correntes harmônicas para o caso 1. ....	67
Tabela 5.6 – Correntes harmônicas para o caso 2.1 .....	69
Tabela 5.7 – Correntes harmônicas para o caso 2.2. ....	70
Tabela 5.8 – Correntes harmônicas para o caso 3.1. ....	71

---

Tabela 5.9 – Correntes harmônicas para o caso 3.2. .... 72

---

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambientes de contratação livre;  
ACR – Ambientes de contratação regulado;  
CA – Corrente Alternada;  
CC – Corrente Contínua;  
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica;  
DDSRF-PLL – Decoupled Double Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop;  
DFIG – Double Fed Induction Generator;  
DSOGI-FLL – Double Second-order Generalized Integrator Frequency-Locked Loop;  
DTHI – Distorção Harmônica de Tensão Individual;  
DTHT – Distorção Harmônica de Tensão Total;  
FEM – Força Eletromotriz;  
FLL – Frequency-Locked Loop;  
FMM – Força Magneto motriz;  
GIRB – Gerador de Indução com Rotor Bobinado CC;  
GIRGE – Gerador de Indução com Rotor de Gaiola de Esquilo;  
GS – Geradores Síncronos;  
IEC – International Electrotechnical Commission;  
LCL – Indutor-Capacitor-Indutor;  
LG – Lugar Geométrico;  
ONS – Operador Nacional do Sistema;  
PAC – Ponto de Acoplamento Comum;  
PLL – Phase-Locked Loop;  
PWM - Pulse Width Modulation;  
SIN – Sistema Interligado Nacional.

---

## LISTA DE SÍMBOLOS

$R$	– Resistência, em ohms ( $\Omega$ );
$n_s$	– Velocidade síncrona, em rotações por minuto (rpm);
$F_{mm}$	– Força magneto motriz, em ampere-espira (Ae);
$N$	– Número de espiras;
$i$	– Corrente, em ampere (A);
$h$	– Ordem harmônica;
$w_n$	– Frequência fundamental da rede, em radianos por segundo (rad/s);
$t$	– Tempo, em segundo (s);
$f_n$	– Frequência fundamental da rede, em hertz (Hz);
$f_{h,s}$	– Frequência harmônica, em hertz (Hz);
$s$	– Escorregamento da máquina, (%);
$mf$	– Índice de modulação de frequência;
$ma$	– Índice de modulação de amplitude;
$f_p$	– Frequência da portadora, em hertz (Hz);
$f_m$	– Frequência das moduladoras, em hertz (Hz);
$V_p$	– Amplitude da portadora, em volt (V);
$V_m$	– Amplitude das moduladoras, em volt (V);
$l, k$	– Constantes numéricas auxiliares;
$\Delta V$	– Variação da amplitude da tensão de saída do inversor devido ao tempo morto, em volt (V);
$M$	– Número de chaveamentos em um ciclo;
$tm$	– Tempo morto, em segundo (s);
$T$	– Período de chaveamento, em segundo (s);
$V_{CC}$	– Tensão contínua, em volt (V);
$V_h$	– Módulo da tensão harmônica de ordem h, em volt (V);
$V_1$	– Módulo da tensão à frequência fundamental, em volt (V);
$I_h$	– Fonte de corrente harmônica equivalente representativa, de ordem h, da rede interna;
$\dot{Y}_{ih}$	– Admitância harmônica equivalente, de ordem h, da rede Interna (parque eólico);
$\dot{Y}_{bh}$	– Admitância harmônica equivalente, de ordem h, da Rede Básica;

- 
- m – Número total de fontes;
- a – Fator de agregação;
- $\dot{Y}_{h,min}$  – Admitância mínima harmônica equivalente de  $\dot{Y}_{ih}$  e  $\dot{Y}_{bh}$ .

## Introdução

### 1.1 – Considerações iniciais

O uso de fontes de energia renováveis é uma realidade que cresce em importância na composição da matriz energética do mundo. Isto se deve, sobretudo, ao considerável aumento da população, desenvolvimento dos parques industriais e um maior acesso às novas tecnologias baseadas no uso da energia elétrica [1]. Em consonância com esta tendência, no Brasil, os suprimentos de energia provenientes das fontes renováveis têm se avolumado em virtude dos estímulos fiscais e dos avanços das tecnologias requeridas. Estes incentivos têm acarretado expressivas reduções dos custos gerais de implantação de novos empreendimentos, tornando-os mais atrativos e com crescentes taxas de implementação [2].

Dentre alguns fatores motivadores para o aumento dessas instalações destacam-se: tempo de implementação menor que o requerido por outras fontes de energia; custo de construção competitivo; requisitos menores para manutenções; menor impacto ambiental; dentre outros [3].

À luz desses argumentos, o Brasil evidencia uma grande diversidade de fontes energéticas, como destacado na Figura 1.1 [4]. Nesta, pode-se identificar que em fevereiro de 2019, a energia eólica atingiu a marca de 14,80 GW de capacidade instalada, com 601 parques eólicos e mais de 7000 aerogeradores em 12 estados. Além do crescimento consistente nos últimos anos, o território brasileiro ainda possui propriedades privilegiadas quanto a qualidade dos ventos. De fato, enquanto a média mundial do fator de capacidade está em cerca de 25%, no Brasil, conforme levantamentos realizados em 2018, este fator foi de 42%. Merece destaque a região Nordeste do país, a qual, durante a temporada de maiores incidências de ventos, que compreende o período de junho a novembro, pode atingir níveis de capacidade que ultrapassam os 80%. Esta característica torna extremamente atrativa a extração da energia eólica no Brasil em comparação a outros países [5].

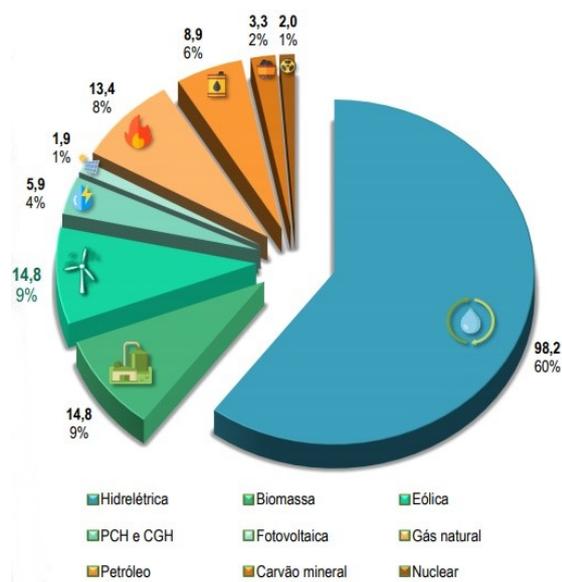


Figura 1.1 – Matriz energética brasileira, em GW.

A curva da capacidade instalada da geração eólica, como mostra a Figura 1.2 [4], demonstra o crescimento virtuoso da fonte no decorrer dos anos. A composição dos dados é feita através da consolidação das capacidades contratadas nos ambientes de contratação livre e regulado, ACL e ACR, respectivamente. Dessa forma, ao final de 2023, estima-se 19,39 GW instalados em território brasileiro.

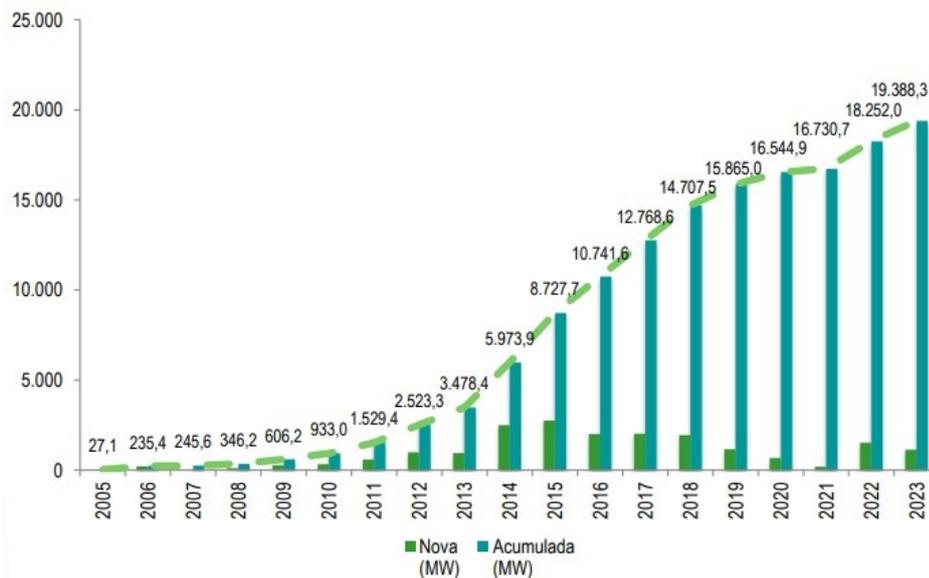


Figura 1.2 – Capacidade instalada e perspectiva de evolução da geração eólica no Brasil, em MW.

Muito embora reconheça-se que a energia eólica é vantajosa para a matriz energética, ela traz algumas preocupações para o bom funcionamento do Sistema Integrado Nacional - SIN. De fato, aspectos relacionados com a aleatoriedade da fonte primária de energia, o vento, determinam a existência de diversos fatores de influência, como: variações da frequência da rede, potências ativas

injetadas não controláveis, variações das tensões e flutuações dessa grandeza, distorções harmônicas, requisitos quanto a suportabilidade às faltas na rede, etc. [6].

Nesse contexto, com a conexão destas fontes de energia ao sistema elétrico se faz necessário o atendimento a diversos requisitos e procedimentos, os quais se encontram estabelecidos em documentos ou normas específicas. Tais determinações contemplam aspectos relacionados ao controle e estabilização dos níveis de tensão e frequência em regime permanente, manutenção dos indicadores de qualidade da energia elétrica em níveis aceitáveis, dentre outros fatores.

## **1.2 – Contextualização, motivação e contribuição dessa dissertação**

Visando, pois, a realização dos trabalhos de simulação para as autorizações de acesso, tem-se a questão das avaliações dos impactos dos parques eólicos (e outros) sobre as distorções harmônicas nos pontos de acoplamento com as redes comercialmente em operação no contexto nacional. Para tanto utilizam-se procedimentos embasados em arranjos equivalentes harmônicos de Norton, constituídos por fontes de correntes, fornecidas pelos fabricantes, as quais são injetadas em impedâncias representativas resultantes da combinação do arranjo elétrico interno ao parque e dos lugares geométricos associados com as impedâncias vistas a partir do ponto de acoplamento. Quanto a estrutura interna da rede de geração, esta se apresenta definida e seus equivalentes harmônicos podem ser obtidos com facilidade. Por outro lado, as impedâncias harmônicas equivalentes são derivadas em consonância com regras claramente expostas pelo ONS utilizando como ferramenta de análise o programa HarmZs desenvolvido pelo CEPEL. Por fim, no que tange as correntes harmônicas injetadas, para o momento, não restaria outra alternativa senão o emprego dos bancos de dados fornecidos pelos fabricantes, cujas correntes harmônicas de cada aerogerador são agregadas no barramento coletor em consonância com procedimentos estabelecidos pela IEC 61000-3-6 [7], presente na Nota Técnica 009/2016 - REV. 02 [8].

Os resultados dos estudos computacionais assim obtidos são então correlacionados com os padrões definidos pela legislação e, em caso de violação dos limites individuais ou totais, medidas mitigadoras devem ser indicadas afim de compatibilizar os efeitos produzidos com os estimados.

Uma vez autorizada a operação do parque, também em consonância com as diretrizes do ONS, os trabalhos pós-operacionais devem ainda consubstanciar o processo. Para tanto, novos estudos deverão ser conduzidos, desta feita, através das correntes harmônicas medidas, caso estas se apresentem em proporções superiores àquelas inicialmente adotadas.

Inserido neste cenário há grandes controvérsias quanto às orientações regulamentadas, visto que, para a maioria das situações práticas, constatam-se divergências entre as correntes certificadas e adotadas para os estudos iniciais e aquelas efetivamente medidas em campo. Dentro deste escopo, a

presente dissertação encontra-se imbuída do propósito de analisar uma das prováveis fontes responsáveis pelas divergências entre as correntes certificadas e as medidas, qual seja, a existência de pré-distorções de tensão no barramento de conexão do SIN.

Dessa forma, fica evidenciado que, as análises diligenciadas na concepção dos estudos de acesso lançam mão de hipóteses simplificadoras e indicativas tão apenas dos impactos da nova instalação. Portanto, situações reais tipicamente manifestadas em campo, quais sejam: a existência de pré-distorções das redes de conexão (*background distortion*) [9-10], não são devidamente representadas nas análises. Somado a isso, tem-se, ainda, a questão da adequação dos procedimentos de agregação das correntes individualmente produzidas pelos aerogeradores no ponto coletor, a qual embasa-se em premissas questionáveis quanto à sua representação nos estudos de acesso. Enfim, estes argumentos claramente elucidam que podem ocorrer grandes diferenças entre os resultados dos estudos teóricos e aqueles encontrados nas instalações e, diante desta realidade, as controvérsias entre a adoção prévia das medidas mitigadoras, a exemplo da inserção de filtros.

É, pois, dentro deste cenário que a presente dissertação se encontra inserida, já que a mesma se reveste do objetivo central de estabelecer uma análise crítica dos níveis e ordens das correntes harmônicas definidas pelos fabricantes com aquelas efetivamente encontradas via medição em campo. De fato, as diferenças frequentemente existentes entre as duas premissas quanto às injeções de correntes harmônicas pelos aerogeradores podem, naturalmente, impactar significativamente nas condições operativas reais quando comparadas àqueles inicialmente previstas. Como resultados, podem ser constatadas inconsistências expressivas entre as distorções nos barramentos de conexão da instalação eólica e a rede CA do sistema integrado.

Somado aos estudos supracitados, os quais, são embasadas em técnicas de análise no domínio da frequência via injeções de correntes, os trabalhos aqui focados são ainda corroborados com avaliações de desempenho de uma instalação eólica utilizando modelos preexistentes no *Simulink/MATLAB* [11]. Através deste recurso, o qual possui uma representação no domínio do tempo de um aerogerador DFIG, estudos complementares são feitos com vista a correlacionar as correntes harmônicas produzidas por tais instalações quando da presença de pré-distorções no barramento de conexão.

### **1.3– Estrutura da Dissertação**

Além do capítulo introdutório, o presente trabalho encontra-se estruturado da seguinte forma:

**Capítulo II            Topologias e Fundamentos Sobre a Geração de Harmônicos por Unidades Eólicas**

Este capítulo apresenta as topologias de geração eólica mais utilizadas atualmente, bem como a caracterização do comportamento das unidades eólicas do tipo DFIG quanto à geração de correntes harmônicas.

**Capítulo III      Procedimentos para os Estudos de Acesso de Parques Eólicos à Rede Básica**

Neste capítulo apresenta uma síntese da estratégia definida pelo ONS aos futuros agentes acessantes da Rede Básica ou àqueles que já a acessam, orientações para a realização de estudos de acesso e campanhas de medição relacionados à avaliação do impacto harmônico das novas instalações aos sistemas CA de conexão.

**Capítulo IV      Correntes Harmônicas nos Terminais de Aerogeradores DFIG - Domínio da Frequência**

O presente capítulo apresenta uma análise computacional, no programa HarmZs do CEPEL. Tendo como intuito verificar o desempenho harmônico das instalações eólicas no ponto de conexão com a Rede Básica, sob condições ideais e não ideais. Para este fim, as injeções de correntes harmônicas advindas dos aerogeradores foram definidas através de medições em campo e informações fornecidas pelo fabricante.

**Capítulo V      Correntes Harmônicas nos Terminais de Aerogeradores DFIG - Domínio do Tempo**

Este capítulo também contempla uma análise computacional, todavia outra ferramenta, o programa *Simulink*/MATLAB. Objetivando correlacionar as correntes harmônicas produzidas por um aerogerador DFIG quando da presença de pré-distorções no barramento de conexão. Nesse sentido, os aerogeradores foram modelados de acordo com sua estrutura topológica.

**Capítulo VI      Conclusões**

Por fim, nesta unidade, são sintetizados os principais aspectos relacionados com os trabalhos desenvolvidos, as implementações computacionais, os resultados dos estudos e uma análise crítica sobre os níveis de distorções harmônicas de correntes produzidas por aerogeradores DFIG.

---

## Capítulo II

---

# Topologias e Fundamentos Sobre a Geração de Harmônicos por Unidades Eólicas

### 2.1 – Considerações iniciais

Com o objetivo de estudar os efeitos das correntes harmônicas geradas pelos parques eólicos e avaliar os seus impactos nos sistemas elétricos, torna-se necessário tecer considerações de cunho formativo a respeito das tecnologias empregadas nesses complexos, as quais estão diretamente afeitas aos resultados associados com os impactos sobre as distorções harmônicas, e outros fatores, que caracterizam o desempenho da rede elétrica de conexão e de geração em pauta.

Objetivando atender a estas metas, muito embora o reconhecimento que as estruturas físicas comerciais sejam amplamente conhecidas, por motivos didáticos, os arranjos existentes na atualidade são considerados aqui de um modo geral. Todavia o foco dessa dissertação se encontra direcionado para a composição conhecida por DFIG.

### 2.2 – Topologias empregadas para os aerogeradores

As topologias de geração eólica existentes na atualidade, se dividem, basicamente, em 4 grupos distintos, classificados de acordo com seus princípios de funcionamento e de operação [12-20], que são:

- Tipo 1: Sistema de geração eólica de velocidade fixa;
- Tipo 2: Sistema de geração eólica de velocidade variável limitada;
- Tipo 3: Sistema de geração eólica de velocidade variável com conversor parcial de frequência;

- Tipo 4: Sistema de geração eólica de velocidade variável com conversor completo de frequência.

➤ **Tipo 1 - Sistema de geração eólica de velocidade fixa**

O sistema de geração eólica de velocidade fixa, é assim chamado uma vez que operam com velocidade praticamente constante, no qual é determinada pela relação de transmissão, pela frequência da rede e pelo número de polos do gerador. Para este tipo de sistema, a turbina tem uma degradação em sua máxima eficiência de conversão do vento. A potência de saída gerada pela turbina é altamente flutuante para a rede elétrica, o que pode causar perturbações no sistema. É caracterizada pela conexão direta do gerador eólico à rede elétrica, método que normalmente é denominado “conceito dinamarquês”.

Essa topologia faz uso de Geradores de Indução com Rotor de Gaiola de Esquilo – GIRGE, uma vez que o mesmo é capaz de fornecer potência à rede elétrica mesmo quando há variações na velocidade de seu eixo mecânico. As conexões geralmente adotadas para este sistema são exemplificadas pela Figura 2.1 [15].

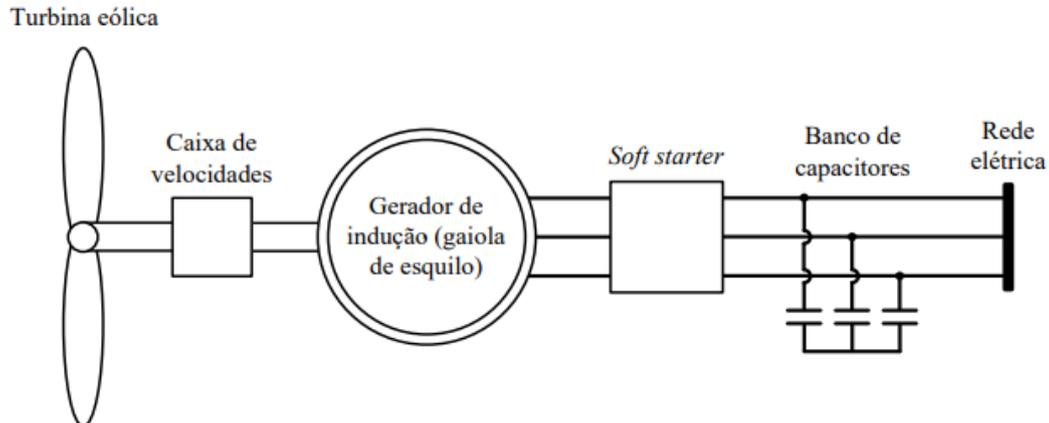


Figura 2.1 – Sistema de geração eólica do tipo 1.

Outra questão nesse tipo de sistema, é que apesar do gerador estar conectado diretamente à rede elétrica, são empregados dispositivos que suavizam sua partida, como é o caso do *Soft Starter* indicado. Tais dispositivos, por uma questão de custo, possuem capacidade nominal e térmica limitada, e por isso são retirados do sistema assim que a conexão do gerador com a rede é concluída.

Nesse contexto, os sistemas de geração eólica do tipo 1 possuem construção simples e relativamente barata, sem a necessidade de dispositivos de sincronização ou de controle do gerador. Porém, pela falta de dispositivos que façam a intermediação entre o gerador e a rede elétrica, essa

topologia possui como uma de suas desvantagens o fato de que as variações de velocidade do vento são diretamente traduzidas em flutuações de tensão e de potência no ponto de conexão com o sistema elétrico, sendo o controle mecânico da turbina o único meio de limitação da potência gerada, além de não ser rápido o suficiente para minimização desses efeitos.

Uma vez que os geradores de indução, em sua essência, consomem reativos, os mesmos não são capazes de promover a regulação dinâmica da tensão. Desse modo é perfeitamente compreensível que, se nenhum dispositivo complementar de compensação de reativos for empregado, os parques eólicos dotados desses sistemas de geração poderão comprometer os níveis de tensão no ponto de acoplamento. Nesse sentido, além do componente auxiliar de partida, são tipicamente empregados bancos de capacitores conectados em paralelo com cada uma das unidades de geração dos parques eólicos, conforme indicado pela Figura 2.1.

➤ **Tipo 2 - Sistema de geração eólica velocidade variável limitada**

O sistema de geração eólica do tipo 2 é composto por um Gerador de Indução com Rotor Bobinado – GIRB conectado diretamente na rede elétrica. Os enrolamentos do rotor do gerador, são dotados de dispositivos, sejam estes passivos ou ativos, que variam a resistência total do circuito conforme visto na Figura 2.2 [15].

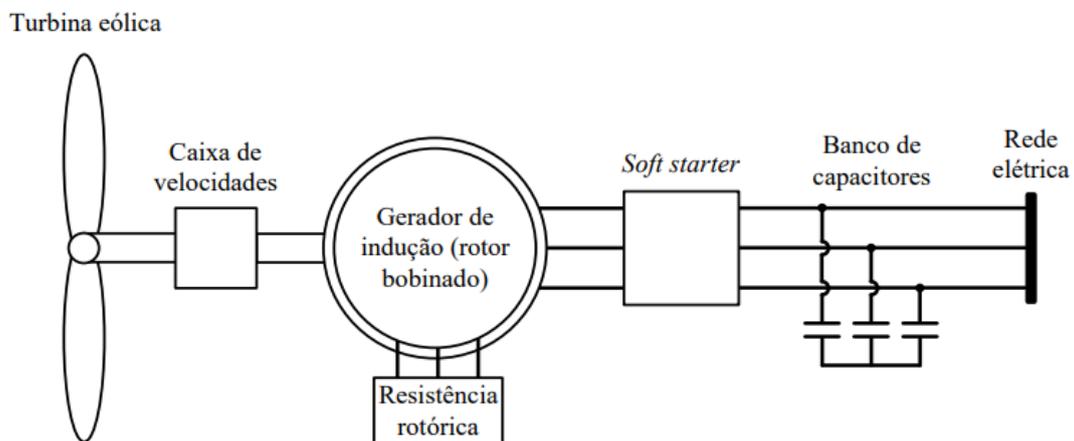


Figura 2.2 – Sistema de geração eólica do tipo 2.

De acordo com a Figura 2.3[10], com o ajuste da resistência total dos enrolamentos do rotor do gerador, é possível controlar seu conjugado com base em seu carregamento mecânico, o que dá maior flexibilidade quanto à faixa de velocidades de operação da turbina, quando comparada com a topologia do tipo 1. Esse método de controle de conjugado, no entanto, possui baixa eficiência, uma vez que toda a potência entregue aos enrolamentos do rotor do gerador é dissipada em forma de calor pelas resistências. Diante dessas questões, o sistema do tipo 2 é classificado como sistema de geração

eólica de velocidade semi-variável, por possuir maior flexibilidade de operação que o sistema do tipo 1.

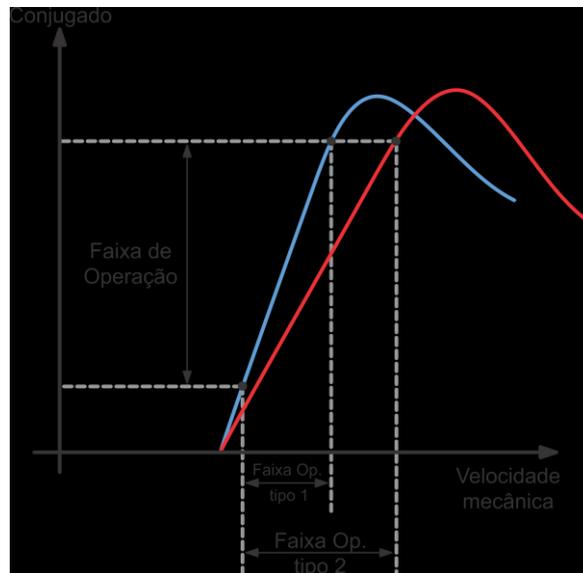


Figura 2.3 – Característica típica de conjugado/velocidade de um sistema de geração eólica do tipo 2.

➤ **Tipo 3 - Sistema de geração eólica de velocidade variável com conversor parcial de frequência**

Partindo da caracterização do sistema de geração eólica de velocidade fixa, este tópico será pautado nos sistemas de geração eólica de velocidade variável, cujos arranjos operam com velocidades que dependam do vento e empregam turbinas desenvolvidas para extrair a máxima potência numa ampla faixa de velocidades, conforme a Figura 2.4 [10]. Nesse sentido, esse tipo de operação possui como vantagem a possibilidade de um maior ajuste da velocidade de rotação da turbina de acordo com a velocidade do vento atual, com o intuito de melhorar o desempenho aerodinâmico.

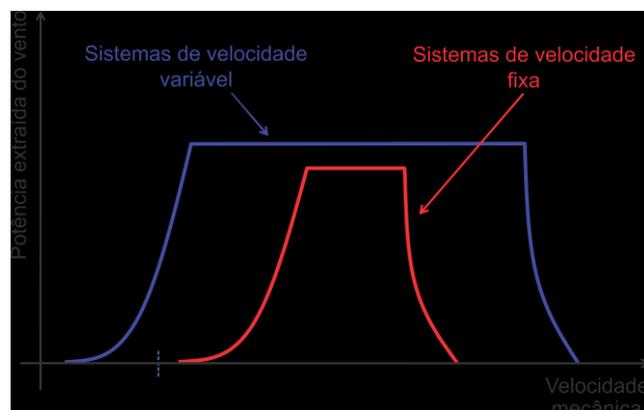


Figura 2.4 – Faixas de extração de potência do vento por um parque eólico dotado de sistemas de velocidade fixa e de velocidade variável.

Nesse contexto, dentre as topologias que operam em velocidade variável, destaca-se a do tipo DFIG – *Double Fed Induction Generator*, tipicamente conhecido como gerador de indução duplamente alimentado. Basicamente, ele é constituído por um gerador de indução, com seu estator conectado diretamente à rede e o rotor alimentado por dois conversores estáticos, em topologia “back-to-back”, conforme é visto na Figura 2.5 [15].

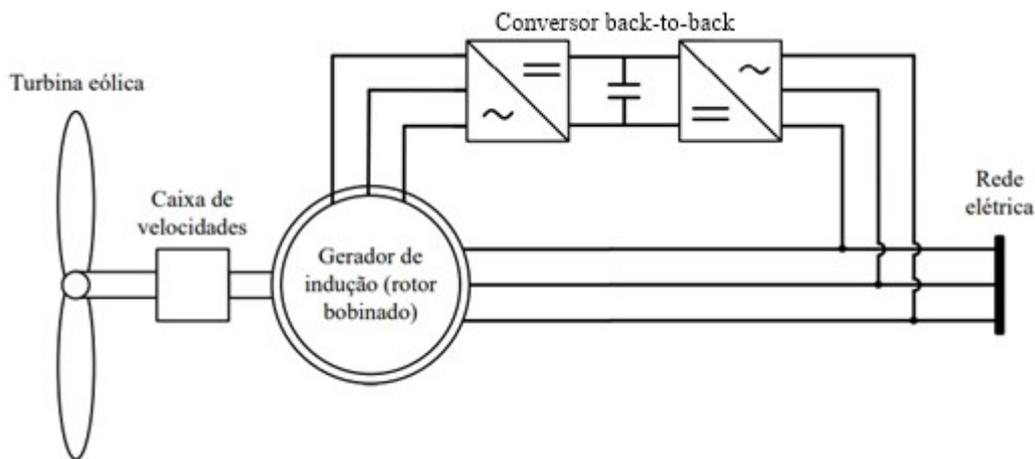


Figura 2.5 – Sistema de geração eólica do tipo 3.

O conversor do lado da rede é responsável por controlar a tensão no barramento CC. Por outro lado, o conversor do lado do rotor tem como papel controlar a potência ativa e reativa total que o sistema gera para a rede e alimenta o rotor na frequência de escorregamento da máquina, garantindo o seu funcionamento em uma velocidade variável. O método tradicional empregado para controlar os conversores é o *Pulse Width Modulation* - PWM.

Apesar da topologia DFIG apresentar características de vulnerabilidade aos curtos-circuitos ocorridos na rede elétrica [21], a mesma se mostra vantajosa quando se trata do custo dos conversores eletrônicos, os quais possuem capacidade nominal significativamente menor do que a máquina de indução empregada. Geralmente, a potência dos conversores dos sistemas de geração eólica à máquina de indução duplamente excitada corresponde a apenas 30% da potência nominal da máquina. Todavia, vale destacar que a fração de potência dos conversores eletrônicos em relação à máquina de indução depende da faixa de velocidade de operação do conjunto, com valores típicos em torno de  $\pm 30\%$  da velocidade síncrona.

Outro ponto de destaque é a ausência do banco de capacitores, os quais foram citados nos sistemas de geração do tipo 1 e 2. Isto se deve ao fato de que os sistemas de geração do tipo 3 são dotados de conversores eletrônicos, os quais podem produzir potências reativas e ainda auxiliar no processo da regulação de tensão do ponto de acoplamento do parque eólico. Nesse contexto, a

capacidade de fornecimento ou absorção de potência reativa dos conversores das unidades de geração depende, basicamente, da potência nominal dos inversores, uma vez que sua prioridade é transferir o máximo de potência ativa convertida pela turbina eólica para o sistema elétrico. Também, sobre os conversores de potência, na topologia em pauta, possuem potência nominal consideravelmente inferior à potência do gerador, fato este que limita ainda mais sua capacidade de potência reativa para regulação de tensão.

➤ **Tipo 4 - Sistema de geração eólica de velocidade variável com conversor completo de frequência**

Por fim, tem-se o tipo de sistema de geração eólica do tipo 4, que corresponde a um sistema de velocidade variável que faz uso de Geradores Síncronos – GS para conversão eletromecânica de energia. Esses são caracterizados pela conexão do gerador eólico à rede elétrica através de um conversor, denominado conversor pleno ou *full converter*, uma vez que toda a potência produzida pela turbina eólica é transmitida pelo mesmo, conforme mostra a Figura 2.6 [15].

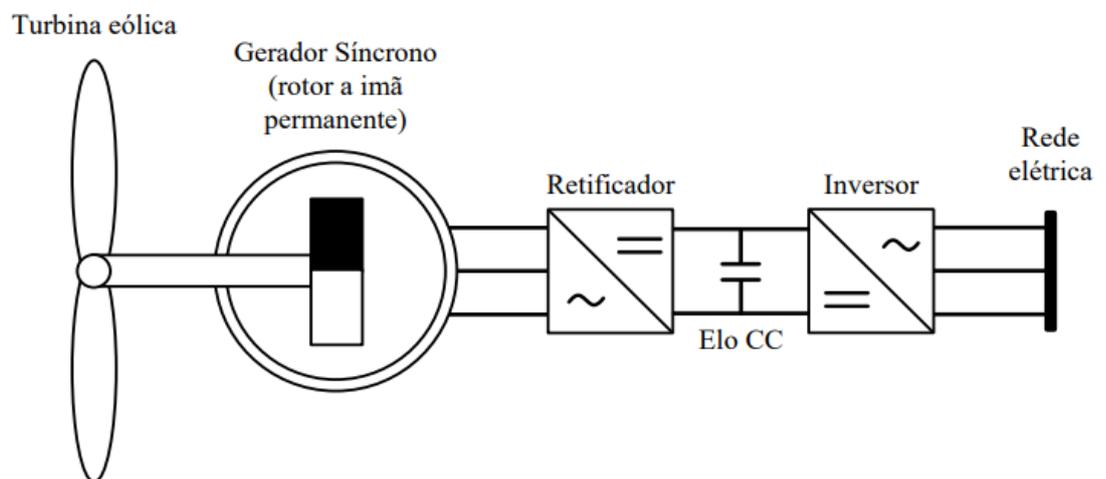


Figura 2.6 – Sistema de geração eólica do tipo 4.

Uma característica importante para os arranjos em questão é a ausência do uso da caixa de velocidades, que até então era utilizada para adequar a velocidade de rotação do rotor da turbina (baixa velocidade de rotação) para a operação do gerador (alta velocidade de rotação). Tal prática utilizada nos sistemas do tipo 1, 2 e 3, era indispensável, uma vez que o estator do gerador de indução se conectava diretamente à rede elétrica, sendo sua velocidade síncrona definida pela frequência do sistema elétrico.

Como efeito direto da não necessidade de uma caixa de velocidades, as tensões induzidas no estator do gerador síncrono possuem frequência e amplitude variáveis, as quais são determinadas pela

velocidade da turbina eólica, que por sua vez é definida pela velocidade do vento. Assim, os conversores de potência são responsáveis pela compatibilização das tensões de saída da unidade de geração eólica. De fato, o sistema do tipo 4 possui a mais ampla faixa de operação dentre os outros tipos, apresentando uma melhor eficiência na conversão da energia dos ventos [16].

Assim como nos sistemas de geração eólica do tipo 3, os conversores de conexão dos sistemas do tipo 4 podem fornecer ou absorver potência reativa para o auxílio na regulação de tensão no ponto de acoplamento do parque eólico [22]. Possuindo maior capacidade nominal, os mencionados conversores podem atuar no processo da regulação de tensão mesmo em momentos em que a turbina eólica esteja trabalhando próxima da sua capacidade nominal.

Apesar das notáveis qualidades apresentadas por essa topologia, a mesma possui algumas limitações. Por se tratar de um sistema dotado de conversores plenos, os custos iniciais são elevados. Ainda, do ponto de vista elétrico e mecânico, a inexistência da caixa de velocidades reduz a inércia mecânica total do sistema de geração, a qual poderia contribuir para uma melhor estabilidade do sistema elétrico como um todo.

Muito embora os atrativos apresentados pela estrutura dos aerogeradores enquadrados como tipo 4, o fato é que, não se pode ignorar que as máquinas de indução, diante de seus fortes atrativos operacionais, ainda se mantêm competitivas e amplamente empregadas [23-27].

Diante dos argumentos apresentados, para fins desse trabalho, em consonância com premissas já estabelecidas, as investigações conduzidas se apresentam direcionadas a topologia do tipo 3.

## **2.3 – Harmônicos produzidos por aerogeradores DFIG**

Dentre as várias medidas estabelecidas para as conexões das fontes de geração eólicas na Rede Básica, as distorções harmônicas produzidas e impactantes nos sistemas elétricos de conexão se apresentam como fator de grande importância. Nesse cenário, tomando como base a topologia DFIG, esta seção visa correlacionar as distorções harmônicas das correntes produzidas pelos sistemas de geração eólica com seus principais fatores, a saber: harmônicos espaciais da máquina de indução [28-29], do conversor de conexão [30], e distorções preexistentes no ponto de conexão.

### **2.3.1 – Harmônicos espaciais**

Os harmônicos espaciais são originados pela máquina de indução, devido à sua construção física e as posições dos enrolamentos de estator e rotor, apresentando assim harmônicos no fluxo do entreferro.

O efeito ocorre pelo fato de que os harmônicos presentes na força magneto motriz - FMM provocam distorções nas ondas de densidade de fluxo, que induzem componentes de frequência na

força eletromotriz - FEM e, por consequência, nas correntes das bobinas. O ciclo se fecha também como uma realimentação, visto que as correntes induzem efeitos correspondentes na FMM. A FMM resultante de uma máquina trifásica equilibrada é vista na equação (2.1) [28].

$$F_{mm} = Ni \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \sum_h \frac{1}{h} \text{sen}(h\theta + \varphi \omega_n t) \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} \varphi &= 1, h \text{ seq. positiva}; \\ \varphi &= -1, h \text{ seq. negativa}. \end{aligned}$$

Onde, N é o número de espiras, i é a corrente, h é a ordem harmônica,  $\omega_n$  é a frequência fundamental da rede em rad/s e  $\varphi$  indica o sinal da sequência de fases do harmônico.

A FMM resultante é constituída de ordens características: ímpares e não múltiplos de 3. Em um sistema equilibrado, os harmônicos de sequência negativa são de 5<sup>a</sup>, 11<sup>a</sup>, 17<sup>a</sup>, ... ordem apresentam sentidos de rotação contrários ao do eixo da máquina, justificando, assim, o uso do fator  $\varphi = -1$ . Os harmônicos de sequência positiva são aqueles de ordem 7<sup>a</sup>, 13<sup>a</sup>, 19<sup>a</sup>, ... ordem.

À luz do exposto, as componentes de frequência presentes na FMM resultam em correspondentes frequências nas correntes no estator da máquina via dois princípios: excitação do rotor e indução do estator, e ainda, por meio do campo no entreferro.

A interação supra posta, em consonância com [28-29], resulta, pois, no surgimento das componentes harmônicas de corrente produzidas nas correntes do estator, com as frequências fornecidas pela equação (2.2) [28].

$$f_{h,s} = |6k(1 - s) \pm 1| f_n \quad (2.2)$$

Onde:  $f_{h,s}$  é a frequência harmônica resultante; k = constante auxiliar; s é o escorregamento da máquina;  $f_n$  é a frequência fundamental da máquina.

### 2.3.2 – Harmônicos produzidos pelo conversor de conexão

De fato, quando se fala da questão da geração de harmônicos a serem injetados na rede de conexão, o principal responsável encontra-se centrado na unidade inversora propriamente dita. Nesse sentido, as componentes harmônicas de correntes geradas pela unidade inversora se encontram relacionadas a três fatores [30]:

- Estratégia de chaveamento (PWM);
- Uso do “tempo morto” para comutação do conversor;
- Distorções harmônicas inerentes a existência de pré-distorções do PAC

Estes fatores de influência são tratados individualmente nas seções subsequentes.

#### a) Distorções harmônicas inerentes ao chaveamento

As distorções harmônicas produzidas pelo processo de chaveamento PWM, ou harmônicas características do conversor, estão relacionadas, basicamente, a dois fatores: um primeiro, conhecido por índice de modulação de frequência ( $m_f$ ), e outro, chamado de índice de modulação de amplitude ( $m_a$ ). Tais magnitudes são definidas pelas equações (2.3) e (2.4), respectivamente.

$$m_f = \frac{f_p}{f_m} \quad (2.3)$$

$$m_a = \frac{V_m}{V_p} \quad (2.4)$$

Onde:  $f_p$  é a frequência da portadora;  $f_m$  é a frequência das moduladoras;  $V_m$  é a amplitude da onda moduladora; e  $V_p$  é a amplitude da onda portadora.

O índice  $m_f$  determina o conteúdo harmônico de alta frequência existente na tensão de saída do conversor, o qual é caracterizado por (2.5), cuja expressão define o conteúdo harmônico presente nas tensões de linha de saída produzido pelo processo de chaveamento.

$$h = lm_f \pm k \quad (2.5)$$

Onde:  $h$  é a ordem harmônica;  $l = 1, 3, 5, \dots$  para  $k = 2, 4, 8, 10, 14, 16, \dots$  e  $l = 2, 4, 6, \dots$  para  $k = 1, 5, 7, 11, 13, 17, \dots$ . Assim sendo, o conteúdo harmônico será composto por  $m_f \pm 2, m_f \pm 4, \dots, 2m_f \pm 1, 2m_f \pm 5, \dots, 3m_f \pm 2, 3m_f \pm 4, \dots, 4m_f \pm 1, 4m_f \pm 5, \dots$ , conforme indicado na Figura 2.7 [31-32].

Vale ressaltar que a amplitude do conteúdo harmônico de alta frequência é dependente do índice de modulação de amplitude, mas tal relação não é relevante no que tange aos objetivos do presente trabalho.

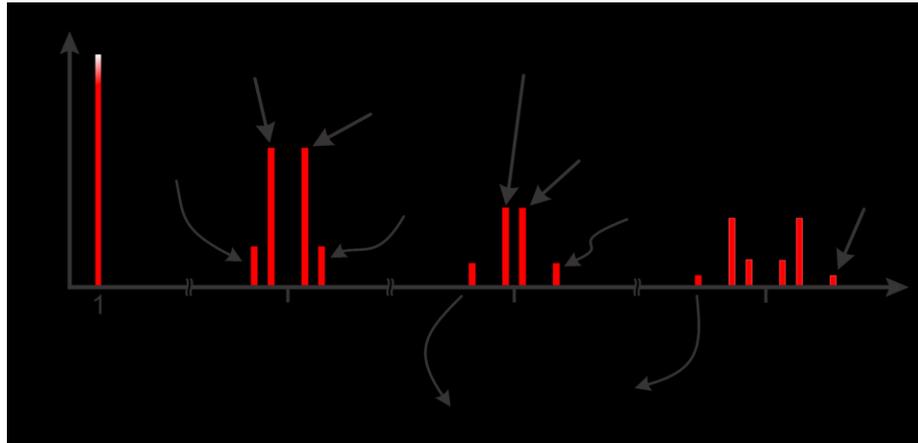


Figura 2.7 – Perfil do conteúdo harmônico de alta frequência das tensões fase-fase de saída do inversor.

O índice de modulação em amplitude ( $m_a$ ), por sua vez, está diretamente relacionado com a amplitude da tensão de saída do conversor, em frequência fundamental [33-38]. A correlação entre tais grandezas está indicada na Figura 2.8 [10], a qual evidencia as três regiões de operação:

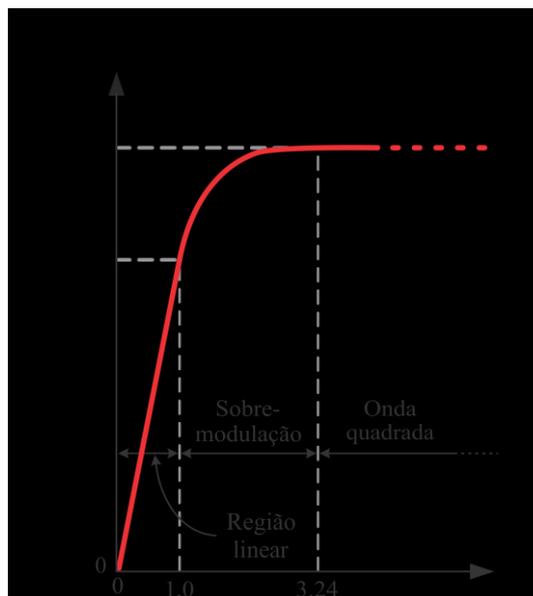
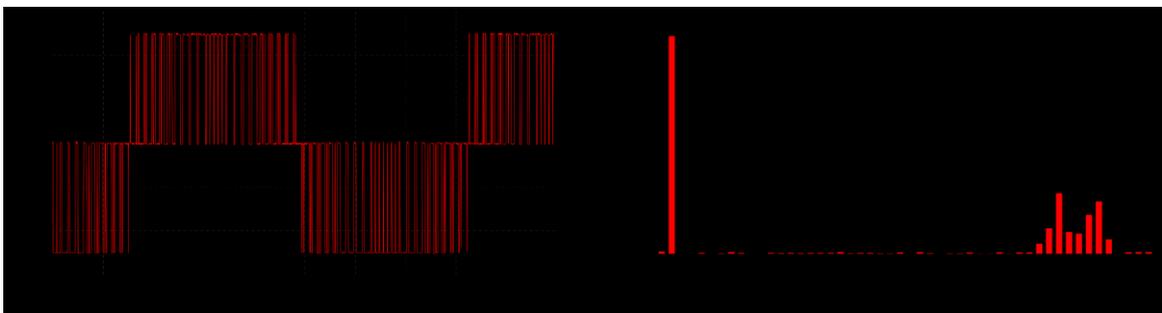


Figura 2.8 – Tensão fundamental de linha de saída da unidade inversora e regiões de operação ( $m_f = 15$ ).

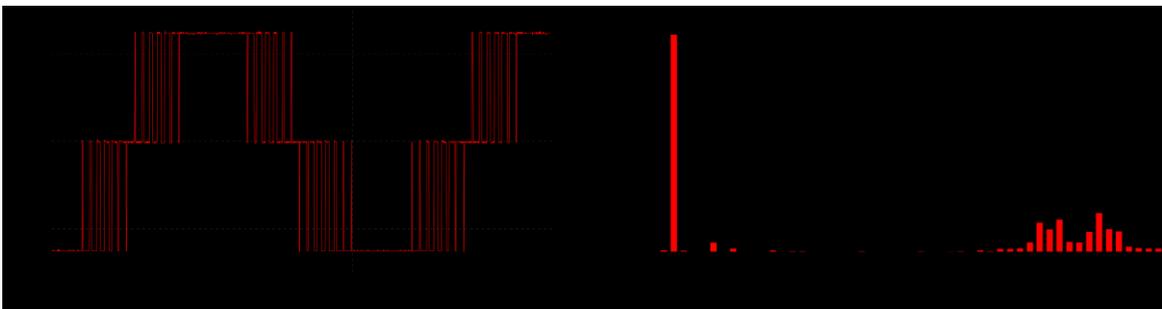
- **Região linear:** essa região está relacionada a um índice de modulação  $m_a$  menor que a unidade, o que significa que a amplitude da portadora é maior ou igual a amplitude das moduladoras. Como resultado, a tensão na saída do inversor varia linearmente com o índice de modulação em amplitude. O conteúdo harmônico da tensão é aquele exemplificado na Figura 2.9 – (a), a qual também apresenta a forma de onda característica da operação na região linear. Percebe-se que a componente fundamental é dominante no espectro de frequências,

seguida de um conjunto de componentes harmônicas nas proximidades da frequência de chaveamento;

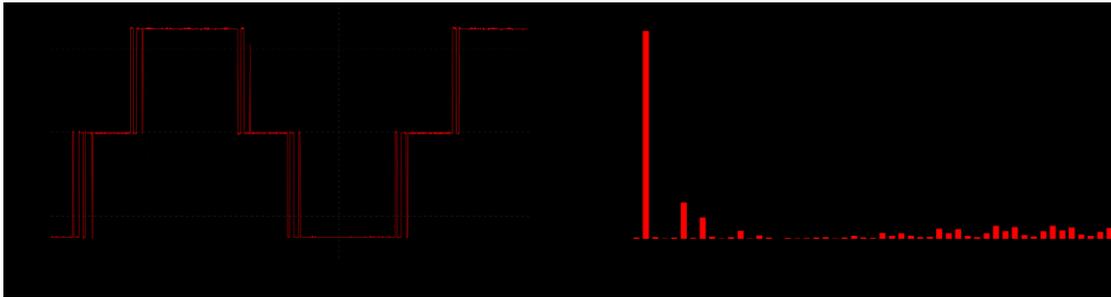
- **Região de sobremodulação:** nessa região o índice de modulação em amplitude é maior que a unidade e menor que 3,24 (índice no qual a forma de onda de saída é quadrada), fazendo com que a amplitude da portadora seja menor que a amplitude das moduladoras, o que se traduz em uma relação não-linear entre a tensão de saída do conversor e o índice  $m_a$ . Sob tal condição operacional, o conversor produz componentes harmônicas de baixa frequência nas tensões de saída, conforme apresentado na Figura 2.9 – (b);
- **Região de saturação (operação com onda quadrada):** essa compreende o funcionamento do inversor visando oferecer os maiores níveis para as tensões de saída. Nessa faixa de operação, o aumento da amplitude das moduladoras não mais se traduz em um aumento da tensão de saída do conversor. Sob tais condições, conforme evidenciado pela Figura 2.9 – (c), a forma de onda da tensão produzida pelo inversor contém uma ampla gama de componentes, com destaque à predominância, em magnitude, daquelas de ordens mais baixas. Como pode ser observado, as amplitudes das distorções harmônicas se mostram inversamente proporcionais às suas frequências.



(a) – Operação na região linear ( $m_a = 1$ );



(b) – Operação na região de sobremodulação ( $m_a = 2$ );



(c) – Operação na região de saturação ( $m_a = 5$ );

Figura 2.9 – Formas de onda da tensão de linha de saída da unidade inversora (a vazio) e espectro de frequências, para  $m_f = 41,67$ .

De acordo com o exposto, fica evidenciado que os detalhes construtivos (frequência de comutação, filtros de acoplamento, etc.) e as tensões nominais de ambos os lados CC da unidade inversora afetam diretamente as distorções harmônicas produzidas pelo equipamento [31].

Através da Figura 2.9 [10], percebe-se que para tensões relativamente baixas no barramento CC do inversor, o mesmo deverá trabalhar com índices de modulação de amplitude superiores à unidade para fornecer tensões de saída relativamente elevadas. Tal condição operativa é geralmente implementada em inversores destinados ao acionamento de motores de indução, artifício que reduz o custo do equipamento, o qual pode ser constituído de componentes com níveis menores de isolamento.

Em compensação, para tensões CC de entrada mais elevadas, uma ampla faixa de ajuste estará disponível para adequação das tensões de saída, com índice  $m_a$  igual ou inferior à unidade. Em geral, inversores dedicados às fontes intermitentes são projetados para operar dessa forma, na grande maioria das condições operativas, atuando apenas na região linear.

Vale destacar também que o conteúdo harmônico de baixa frequência ainda pode ser influenciado pelo índice  $m_f$  em casos nos quais as frequências de chaveamento são relativamente pequenas. No entanto, nas aplicações de interesse do presente trabalho, a frequência da portadora é muitas vezes maior que a frequência das moduladoras, tornando insignificante tal influência [21], [32], [35].

#### **b) Distorções harmônicas inerentes aos atrasos inseridos no processo de chaveamento**

Outro fator de grande importância para a caracterização da operação do conversor de conexão quanto às distorções harmônicas está relacionado ao “tempo morto” das chaves comutadoras. Tal estratégia é comumente utilizada nos processos de comutação entre chaves semicondutoras em conversores comerciais. Embora a programação de atrasos de tempo garanta uma operação segura do conversor, a forma de onda da tensão de saída é significativamente alterada devido a modificação no

processo de comutação. Este procedimento é evidenciado na Figura 2.10 [10] e mostra que a técnica ora discutida se apresenta na forma de um intertravamento entre as duas chaves de um mesmo braço do conversor, evitando assim que o barramento CC seja submetido a um curto-circuito durante o processo de chaveamento.

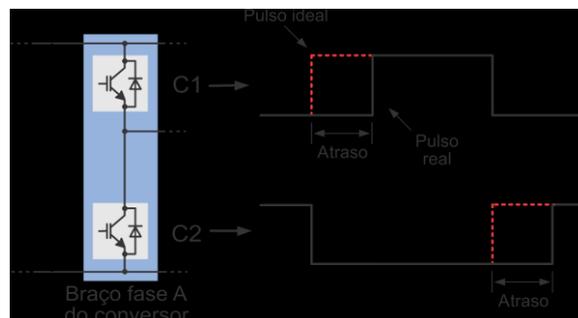


Figura 2.10 – Pulsos de acionamento considerando o “tempo morto” das chaves.

Visto que imposto o denominado “tempo morto” entre a saída de uma chave e a entrada da outra, ambas permanecem, temporariamente inativas, neste período de tempo, há um aumento/redução na largura dos pulsos de tensão de saída do conversor, conforme ilustrado pela Figura 2.11, [10]. Este efeito causa impactos na produção de distorções harmônicas presentes nas tensões de saída.

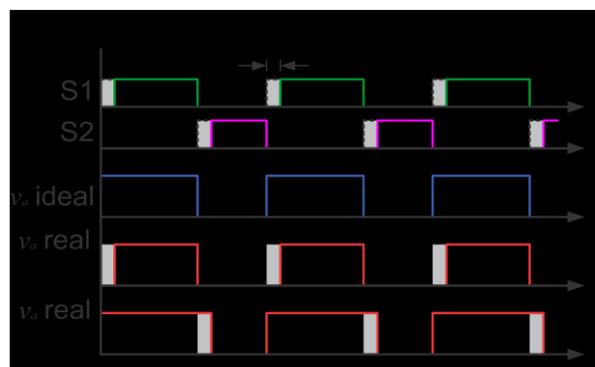


Figura 2.11 – Padrão da tensão de saída do conversor de conexão e alterações nas formas de onda devido o “tempo morto”.

Trabalhos desenvolvidos previamente [39]-[40], apresentam uma avaliação quantitativa dos efeitos da inclusão do “tempo morto” no processo de chaveamento do conversor. De forma simplificada, as distorções harmônicas de tensão ocasionadas por este processo podem ser representadas pela sobreposição, à onda de tensão fundamental, de uma onda quadrada, a qual se encontra defasada em  $180^\circ$  da corrente circulante no sistema e possui a amplitude  $\Delta V$  definida pela equação (2.6) [39].

$$\Delta V = \frac{Mt_m}{T} V_{CC} \quad (2.6)$$

Onde:  $M$  é o número de chaveamentos em um ciclo,  $t_m$  é o “tempo morto” e  $T$  é o período de chaveamento.

Uma vez que a adoção do “tempo morto” diminui a tensão de saída da unidade inversora, o uso de atrasos demasiadamente prolongados pode conduzir o conversor a trabalhar na região de sobremodulação, numa tentativa de compensar a queda de tensão provocada, situação na qual a geração de distorções harmônicas pode ser intensificada.

A Figura 2.12 [10] ilustra os efeitos aqui reportados, indicando, portanto, que a tensão/corrente de saída do inversor é alterada de forma a gerar componentes harmônicas através de outro mecanismo que não os anteriormente considerados.

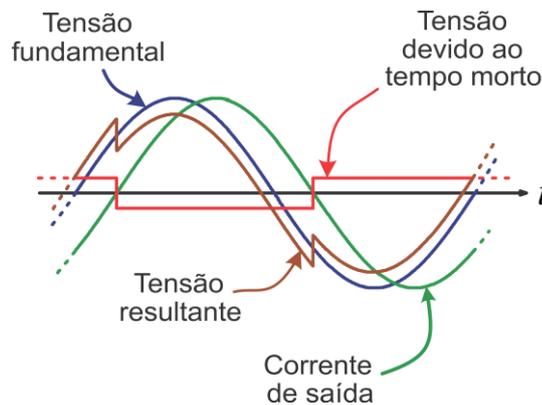


Figura 2.12 – Impacto do “tempo morto” das chaves na tensão/corrente de saída.

Vale destacar ainda que, uma vez que o uso do “tempo morto” no processo de chaveamento dos conversores de conexão é usualmente empregado por todos os fabricantes do setor eólico, é compreensível dizer que as distorções harmônicas produzidas por esse processo são características dos conversores de conexão, assim como àquelas inerentes ao processo de chaveamento via PWM.

### c) Distorções harmônicas inerentes a existência de pré-distorções do PAC

Quando os inversores são conectados nos barramentos previamente distorcidos pode-se evidenciar uma condição operacional que pode ocasionar o surgimento de harmônicos não-característicos que se estabelecem entre o parque eólico e a rede elétrica de conexão.

Tal mecanismo ocorre pelo fato que as tensões e correntes medidas na realimentação do sistema de controle dos conversores de conexão, utilizadas como referências para a sincronização do inversor com a rede elétrica, se apresentam como uma terceira via para afetar as distorções harmônicas produzidas pelos aerogeradores. De fato, as distorções de tensão existentes no barramento

de conexão impactam, principalmente, na operação dos algoritmos PLL ou FLL. Não obstante esta interdependência, vale destacar que as estruturas empregadas atualmente para o controle dos inversores, a exemplo do DDSRF-PLL, DSOGI-FLL, dentre outras, são imunes às questões aqui apontadas. Portanto, no tocante ao mecanismo de interação ora focado, há de se considerar que os efeitos da mencionada interação, via de regra, não são relevantes [3].

Complementarmente, há uma outra forma através da qual as já denominadas pré-distorções podem afetar as correntes harmônicas injetadas pelos aerogeradores. Isto se dá pela mera composição entre as tensões harmônicas produzidas nos terminais CA dos inversores e aquelas, de mesma frequência, existentes no PAC. A composição fasorial entre as mesmas pode se apresentar como elemento de expressiva alteração dos níveis das correntes harmônicas circulantes pelo arranjo elétrico.

## **2.4 – Considerações finais**

O presente capítulo foi voltado para a apresentação das topologias de geração eólica mais utilizadas na atualidade, destacando o tipo 3, o qual se apresenta como objeto de estudo do presente trabalho.

Em seguida, foram considerados os principais fatores de influência sobre o conteúdo harmônico produzido pelas unidades aerogeneradoras. Iniciando pelos harmônicos espaciais que tem como relação a geração de harmônicos devido a construção física da máquina de indução. Na sequência, foram tecidos comentários sobre os mecanismos responsáveis pelas variações das correntes harmônicas produzidas, referentes ao conversor de conexão, definido pelo ponto operacional imposto pelo sistema de controle dos chaveamentos. Neste sentido, foram destacadas três possibilidades para as regiões de operação, com significativos impactos sobre os espectros de frequência. Para cada uma delas, ficou evidenciado que os chaveamentos podem originar componentes harmônicas de alta frequência, as quais, em sua grande parte, são mitigadas pela instalação de filtros LCL, frequentemente presentes nas unidades de geração, ou ainda, modos operativos que resultam em componentes harmônicas com frequências mais próximas da fundamental, com amplitudes consideravelmente maiores que as anteriores. Enfim, a correlação entre os chaveamentos impostos às chaves eletrônicas se mostrou como a mais relevante via para a definição do espectro harmônico advindos destes dispositivos, fato esse comprovado computacionalmente e experimentalmente em [10].

Adicionalmente, outro fator responsável pela geração de correntes harmônicas está associado ao chamado “tempo morto” propositalmente estabelecido entre as chaves, cujos impactos foram ressaltados nas considerações feitas.

Por fim, os estudos contemplaram as influências de eventuais pré-distorções existente no PAC, as quais seriam advindas da Rede Básica, e não ao parque eólico propriamente dito. A interação entre o complexo de geração e o barramento de conexão com a rede comercial local, indubitavelmente, se apresenta também como um outro mecanismo com potencialidade de alterar as condições impostas nos estudos de acesso, quando se utiliza tão apenas as injeções harmônicas produzidas pelos aerogeradores informadas pelos fabricantes.

# Procedimentos para os Estudos de Acesso de Parques Eólicos à Rede Básica

### 3.1 – Considerações iniciais

As normas e orientações para o acesso de parques eólicos à Rede Básica, no Brasil atualmente se baseiam na Nota Técnica 009/2016 - REV 02 [8]. Este documento tem por objetivo apresentar aos futuros agentes acessantes da Rede Básica ou àqueles que já a acessam, as diretrizes para a realização de estudos e campanhas de medição relacionados à avaliação do impacto das novas instalações aos sistemas CA de conexão. De uma forma especial, avalia-se indicadores de desempenho atrelados com a conformidade de tensão, sendo eles: distorções harmônicas, desequilíbrios e flutuações de tensão. As mesmas diretrizes contempladas no mencionado documento também compreendem ampliações de instalações preexistentes.

De fato, a realização de trabalhos investigativos ainda na fase do planejamento das novas instalações proporciona uma estimativa para a situação vigente, assim como para as configurações de carga num horizonte futuro, incluindo situações de contingências dos complexos elétricos. Somado a necessidade destes estudos preditivos, as determinações impostas pela regulamentação consideram que, após seu comissionamento, os novos acessos sejam, ainda, alvo de campanhas de medição visando uma complementação das condições operativas computacionalmente avaliadas.

Estes estudos, de um modo geral, apontam para a verificação do desempenho real do conjunto formado pelo novo acessante e sua respectiva rede de conexão e, diante dos resultados obtidos, são

investigadas as possibilidades mitigatórias, visando, sobretudo, a compatibilização dos indicadores de qualidade ora referidos aos padrões definidos pelos agentes reguladores.

Inserido neste contexto e objetivando oferecer uma visão sistêmica da estratégia definida a nível nacional, o presente capítulo, focado especificamente no tema associado com as distorções harmônicas advindas das novas instalações, encontra-se estruturado de forma a contemplar: os estudos de acesso, a campanha de medição pré-operação, e, por fim, as campanhas de medição pós-operação.

### 3.2 – Estratégia para os estudos de acesso

No seu contexto mais completo, os trabalhos pré-acesso e pós-acesso, compreendem, pois, quanto às questões das distorções harmônicas, cinco etapas para que a instalação esteja apta à operar dentro dos critérios regulamentados, são elas:

- Estudos de acesso;
- Campanha de medição pré-tensão;
- Campanha de medição de corrente;
- Campanha de monitoramento;
- Campanha de medição pós-tensão.

#### a) Primeira Etapa: Estudos de acesso referentes as distorções harmônicas

Basicamente, quando solicitado pelos agentes acessantes a conexão à Rede Básica, o ONS solicita a elaboração de um relatório contendo estudos relativos aos indicadores de conformidade em relação às distorções harmônicas de tensão, os quais devem atender os limites apresentados na Tabela 3.1, presente no Submódulo 2.8 [41]. De fato, esta avaliação representa os efeitos isolados da instalação eólica focada nos estudos e é recomendado, pelo ONS, o uso do programa HarmZs [42], do CEPTEL, para tais fins.

Tabela 3.1 - Limites individuais de distorção harmônica segundo o ONS.

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR	ORDEM	VALOR	ORDEM	VALOR	ORDEM	VALOR
3ª a 25ª	1,5%			3ª a 25ª	0,6%		
		TODOS	0,6%			TODOS	0,3%
≥ 27ª	0,7%			≥ 27ª	0,4%		
<b>DTHT95% = 3%</b>				<b>DTHT95% = 1,5%</b>			

As expressões para o cálculo da Distorção de Tensão Harmônica Individual ( $DTHI_h$ ) e total ( $DTHT$ ), são enunciadas em (3.1) e (3.2), respectivamente.

$$DTHI_h = 100 \times \frac{V_h}{V_1} \quad (3.1)$$

$$DTHT = \sqrt{\sum DTHI_h^2} \quad (3.2)$$

Onde:

$V_h$  – Módulo da tensão harmônica de ordem h;

$V_1$  – Módulo da tensão à frequência fundamental;

As referidas orientações são baseadas no cálculo de parâmetros críticos, ou seja, considerando as situações nas quais as distorções de tensão no PAC são máximas. Com este foco em mente, a rede interna, deve ser representada a partir do circuito equivalente de Norton para cada ordem harmônica significativa, considerando todas as possíveis condições de operação do parque eólico e que este se encontra desconectado da Rede Básica.

Quanto a rede externa ao ponto de acoplamento, suas impedâncias são descritas através de lugares geométricos (LG) no plano complexo de admitâncias, considerando diferentes cenários para a Rede Básica, os quais englobam a presente topologia da rede, assim como as previsões futuras diferentes condições de carregamento (leve e média), bem como situações de contingências.

A Figura 3.1 ilustra o circuito equivalente de Norton, incluindo as admitâncias representativas do parque eólico e da rede elétrica externa; vista a partir do PAC e a fonte de corrente harmônica equivalente a instalação eólica, resultante da combinação das correntes certificadas das unidades de geração. Esta última grandeza se apresenta como o principal objeto de estudo dessa dissertação.

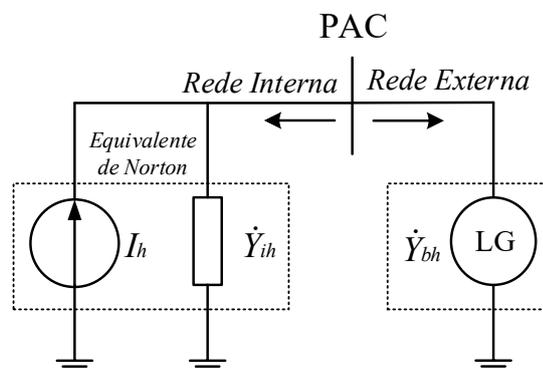


Figura 3.1. Arranjo representativo do ponto de acoplamento entre o parque eólico e a Rede Básica.

Onde:

$I_h$  – Fonte de corrente harmônica equivalente representativa, de ordem  $h$ , da rede interna;

$\dot{Y}_{ih}$  – Admitância harmônica equivalente, de ordem  $h$ , da rede interna (parque eólico);

$\dot{Y}_{bh}$  – Admitância harmônica equivalente, de ordem  $h$ , da Rede Básica.

A admitância equivalente da rede interna ( $\dot{Y}_{ih}$ ) é obtida a partir dos parâmetros constituintes do acessante, a exemplo dos cabos, transformadores, bancos de capacitores e filtros harmônicos.

Já para o cálculo da fonte de corrente equivalente ( $I_h$ ), a qual representa o conjunto de aerogeradores a serem operados, esta segue uma metodologia denominada por lei da agregação. Tal procedimento destina-se a estabelecer uma composição das contribuições individuais de cada aerogerador através de métodos estabelecidos e internacionalmente aceitos. Na Figura 3.2 ilustra esta prática da agregação para cada ordem harmônica  $h$ .

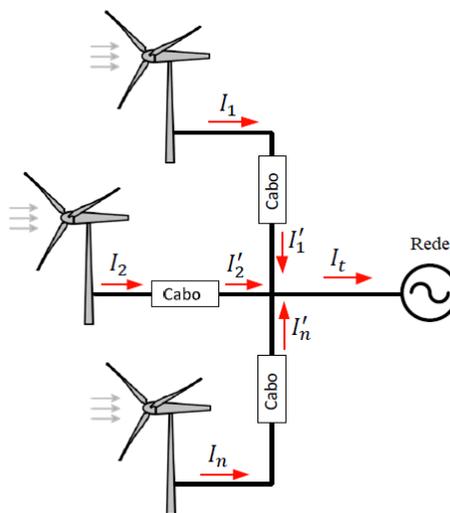


Figura 3.2 – Agregação de correntes harmônicas no ponto comum de acoplamento (PAC) das unidades de geração.

Onde,

-  $I_1$  à  $I_n$  : são as correntes totais (fundamental + harmônicas) no ponto de conexão das unidades de geração;

-  $I'_1$  à  $I'_n$  : são as correntes totais (fundamental + harmônicas) referentes as unidades de geração que concorrem para o ponto coletor, portanto, já considerando os possíveis efeitos de dispersão nas impedâncias dos cabos de conexão.

Nesse contexto, a Nota Técnica 009/2016 - REV. 02 [8] usa como referência a IEC 61000-3-6 [7] para estabelecer um procedimento matemático para a agregação de correntes das unidades perturbadoras. A expressão dada pela norma para cálculo da contribuição individual de cada unidade geradora, é apresentada em (3.3).

$$I_{h,total} = \left( \sum_{i=1}^m I_{h,i}^a \right)^{(1/a)} \quad (3.3)$$

Onde,

- h – ordem harmônica;
- m – número total de fontes;
- a – fator de agregação.

Para cada grupo de ordens harmônicas são considerados distintos coeficientes de agregação, conforme estabelecido na Tabela 3.2 [8].

Tabela 3.2 Expoentes para Cálculo da Agregação de Correntes Harmônicas.

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

No que tange a admitância representativa da rede externa ( $\dot{Y}_{bh}$ ), esta é obtida para cada ordem harmônica. O procedimento praticado consiste em calcular, a partir do lugar geométrico das admitâncias no plano complexo, a admitância resultante mínima entre o parque e a Rede Básica. De fato, o ONS recomenda o uso do Polígono de “n” Lados ou do Setor Anular para a representação do denominado LG, o qual contempla uma infinidade de pontos obtidos mediante o contingenciamento das linhas de transmissão e transformadores conectados ao PAC até a terceira vizinhança. Isso resultará em uma nuvem de pontos no plano complexo, tal como ilustra a Figura 3.3 (a) e (b) [8].

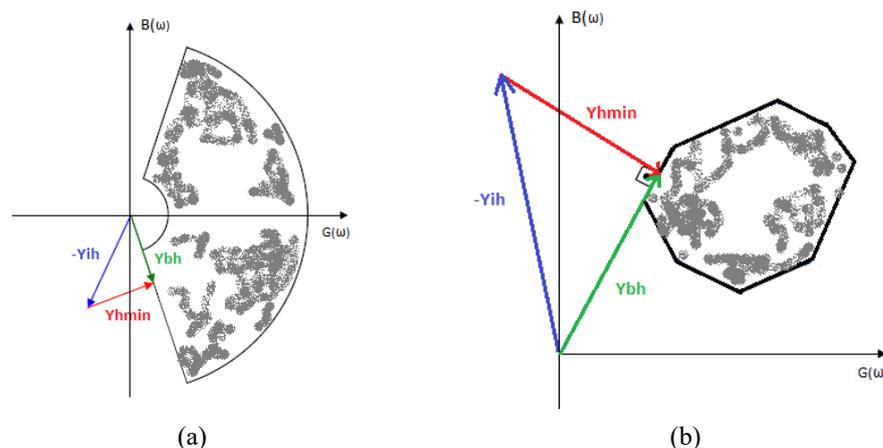


Figura 3.3 Representação do Lugar Geométrico das admitâncias da Rede Básica pelo (a) Setor Anular e (b) Polígono de “n” Lados.

Portanto, a admitância mínima equivalente ( $Y_{hmin}$ ), a qual é responsável pela maximização da distorção harmônica de tensão no PAC, pode ser estimada em conformidade com a equação (3.4).

$$Y_{hmin} = |\dot{Y}_{ih} + \dot{Y}_{bh}| \quad (3.4)$$

Feito a modelagem de todo o sistema, é factível determinar as distorções harmônicas de tensão no PAC de modo a verificar o impacto que o parque eólico provocará do barramento em que será conectado.

### b) Segunda Etapa: Campanha de medição pré-tensão

Esta campanha tem por objetivo avaliar os indicadores das distorções harmônicas de tensão preexistentes no PAC, de acordo com os limites globais estabelecidos na Tabela 3.3 [41], numa fase anterior à conexão do parque eólico.

Tabela 3.3 - Limites globais inferiores de tensão em percentagem da tensão fundamental.

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR	ORDEM	VALOR	ORDEM	VALOR	ORDEM	VALOR
3 <sup>a</sup> , 5 <sup>a</sup> e 7 <sup>a</sup>	5%			3 <sup>a</sup> , 5 <sup>a</sup> e 7 <sup>a</sup>	2%		
		2 <sup>a</sup> , 4 <sup>a</sup> e 6 <sup>a</sup>	2%			2 <sup>a</sup> , 4 <sup>a</sup> e 6 <sup>a</sup>	1%
9 <sup>a</sup> , 11 <sup>a</sup> e 13 <sup>a</sup>	3%			9 <sup>a</sup> , 11 <sup>a</sup> e 13 <sup>a</sup>	1,5%		
		≥ 8 <sup>a</sup>	1%			≥ 8 <sup>a</sup>	0,5%
15 <sup>a</sup> a 25 <sup>a</sup>	2%			15 <sup>a</sup> a 25 <sup>a</sup>	1%		
≥ 27 <sup>a</sup>	1%			≥ 27 <sup>a</sup>	0,5%		
<b>DTHT95% = 6%</b>				<b>DTHT95% = 3%</b>			

### c) Terceira Etapa: Campanha de medição de corrente

A campanha de medição de corrente deve ser realizada após a entrada em operação da instalação. Esta campanha objetiva a medição das correntes na saída dos aerogeradores/inversores segundo a metodologia IEC61400-21 [7], em pelo menos um equipamento representativo da instalação, de forma a verificar a necessidade da reavaliação do estudo de acesso. A verificação é feita comparando as correntes medidas com as informadas pelos fabricantes (correntes certificadas), as quais foram utilizadas no estudo de acesso inicial. Se na reavaliação do estudo houver a necessidade de filtro(s) e/ou ajuste do(s) filtro(s) dimensionados no estudo prévio de qualidade de energia, o agente deverá fornecer a solução de filtragem em até 1 ano após constatada a necessidade de ajustes.

#### **d) Quarta Etapa: Campanha de monitoramento**

Após a entrada em operação do agente acessante, a campanha de monitoramento deve ser implementada sempre que houver indisponibilidade de instalação do(s) filtro(s) designado(s) no estudo de acesso, e permanecerá até que o(s) filtro(s) seja(m) instalado(s). Nesta campanha, os indicadores de distorção de tensão (DHTI e DTHTS95%) são monitorados e no caso de violarem os limites globais inferiores [41], o agente fica condicionado a operar com o número máximo de aerogeradores/inversores que não provoquem distorções acima do valor recomendado, cujo cálculo é estimado no estudo de acesso.

Dessa forma, embora seja permitido que o agente entre em operação com todos os aerogeradores do complexo em questão, o monitoramento contínuo da distorção harmônica de tensão individual e total deve ser realizado pelo agente para verificação de atendimento aos limites globais inferiores no PAC.

#### **e) Quinta Etapa: Campanha de medição pós-tensão**

Após a entrada em operação do agente e implementação dos filtros (caso sejam indicados), ocorre então a campanha pós-tensão, a última etapa no procedimento das campanhas de medição. Nesta, os indicadores de distorções harmônicas de tensão, conforme a Tabela 3.4, são novamente monitorados para emissão do Documento de Aprovação Definitiva (DAPR-D) e finalização das restrições colocadas anteriormente.

### **3.3 – Considerações finais**

Em consonância com os propósitos estabelecidos, este capítulo, de cunho informativo, apresentou uma síntese da estratégia definida pelo ONS para as tratativas relacionadas aos estudos de acesso de parques eólicos à Rede Básica no que tange ao contexto harmônico qualidade de energia sob a solicitação de instalações eólicas à Rede Básica. Para tanto, como explicitado ao longo do texto, as discussões apresentadas foram integralmente fundamentadas nas diretrizes estabelecidas pela Nota Técnica 009/2016 – REV. 02 [8].

O documento supra referido, como é conhecido, prevê que o processo de aprovação final consiste, necessariamente, de cinco etapas. Nesse sentido, muito embora essa dissertação encontrasse centrada nas investigações da primeira etapa, de cunho computacional, uma síntese sobre os estudos subsequentes foi, aqui, contemplada. Nesse particular, como esclarecido no capítulo inicial, os trabalhos investigativos aqui conduzidos visam, sobretudo, avaliar os motivos que justificam, para algumas situações, expressivas divergências entre as premissas adotadas para as simulações quanto as correntes harmônicas medidas em campo. Diante deste posicionamento, as discussões que se

seguem estão intimamente voltadas para a correlação entre um dos fatores de influência anteriormente citados, qual seja, a presença das denominadas pré-distorções existentes nos barramentos de conexão da Rede Básica, e seus impactos sobre as grandezas informadas pelos fabricantes.

# Correntes Harmônicas nos Terminais de Aerogeradores DFIG - Domínio da Frequência

## 4.1 - Considerações iniciais

Em atenção aos objetivos postos quanto aos estudos de acesso, no que se refere aos impactos dos parques eólicos sobre as distorções harmônicas no ponto de acoplamento com a Rede Básica, vale lembrar que, dentre as informações mais relevantes para a qualidade dos estudos, uma delas recai sobre o conteúdo harmônico de corrente injetado no complexo elétrico. Esta relevância ficou claramente exposta quando da apresentação da sistemática empregada para as simulações descritas no capítulo anterior.

Também, é importante salientar que as premissas aplicadas se baseiam, para os primeiros trabalhos de simulação, integralmente em informações advindas dos fabricantes. Isto merece profundas reflexões, já que os ambientes experimentais/computacionais utilizados para a obtenção destas grandezas não são conhecidos e, por conseguinte, podem ser compreendidos como situações idealizadas para a operação das unidades aerogeradores que compõem o complexo.

Por outro lado, à luz das considerações feitas no Capítulo 2, ficou esclarecido que há um conjunto de fatores que podem impactar fortemente nas ordens e amplitudes das correntes harmônicas produzidas em instalações do tipo aqui considerado. Este é o caso das regiões de operação impostas pelos controles, a utilização da técnica do “tempo morto”, a preexistência de distorções harmônicas junto aos barramentos de conexão, e outros eventuais fenômenos, a exemplo de assimetrias entre os disparos e outras grandezas anômalas ao funcionamento ideal.

Portanto, as discussões e fundamentações estabelecidas, certamente, podem impactar em expressivos desvios entre as correntes harmônicas fornecidas e aquelas manifestadas em campo, quando da operação do sistema sob condições não-ideais.

Visando, pois, uma avaliação qualitativa e quantitativa do espectro de correntes produzidas pelos aerogeradores diante da preexistência de distorções no PAC, o presente capítulo encontra-se direcionado à caracterização de um sistema de geração eólico típico, formado por aerogeradores DFIG, o qual será simulado no HarmZs. Através desse software serão consideradas duas situações operativas básicas:

- O barramento de conexão sob condições ideais no que tange às tensões trifásicas, em que pese a inexistência de qualquer *background distortion*;
- O barramento de conexão possuindo pré-distorções, as quais serão variadas quanto as suas ordens e amplitudes.

## 4.2 - Caracterização do sistema elétrico

A Figura 4.1 sintetiza, na forma de um diagrama unifilar simplificado, o complexo elétrico utilizado para os estudos. Como se observa, o arranjo se apresenta constituído pelo parque eólico propriamente dito e a Rede Básica à qual a unidade de geração encontra-se conectada.

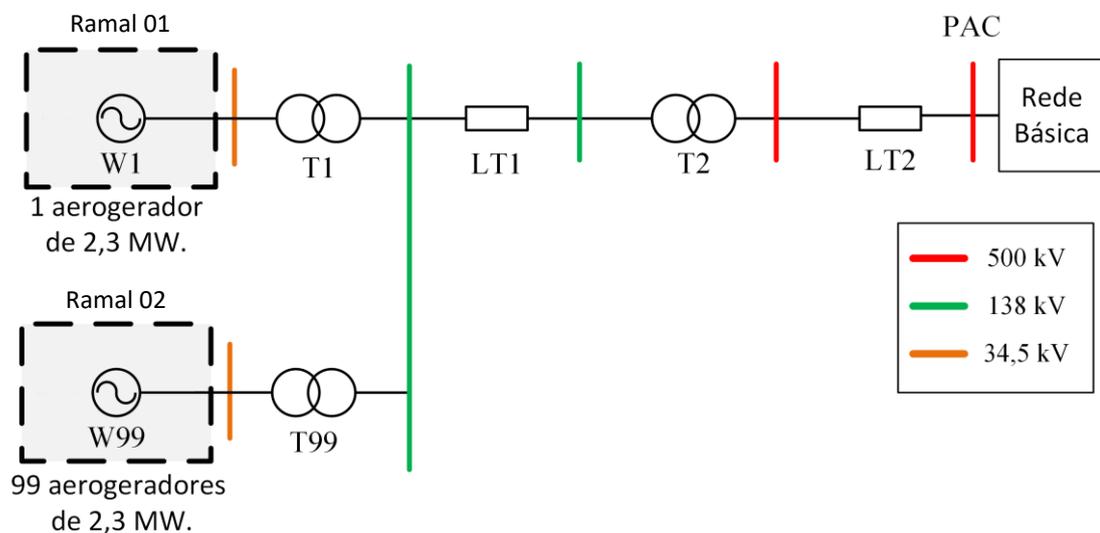


Figura 4.1: Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico utilizado.

### a) Caracterização da rede externa

A modelagem da rede externa para as simulações computacionais relacionados ao desempenho harmônico no HarmZs se baseia em estudos provenientes de arquivos de fluxo de potência e transitórios eletromecânicos para a determinação das impedâncias harmônicas, bem como

das principais contingências a serem consideradas. Feito isso para o cálculo das impedâncias harmônicas são consideradas as seguintes características:

- Horizontes de estudo: anos de 2020 a 2024;
- Períodos do ano: inverno e verão;
- Regimes de carga: leve e média;
- Condições de rede: completa e degradada (critério N-1).

À luz desses fatos, a Figura 4.2 ilustra o lugar geométrico das admitâncias harmônicas vista do ponto de conexão, em 500 kV. Tal diagrama inclui as harmônicas de ordem 2 a 50, bem como as interharmônicas adjacentes às respectivas componentes harmônicas, na condição de rede completa e rede com contingências.

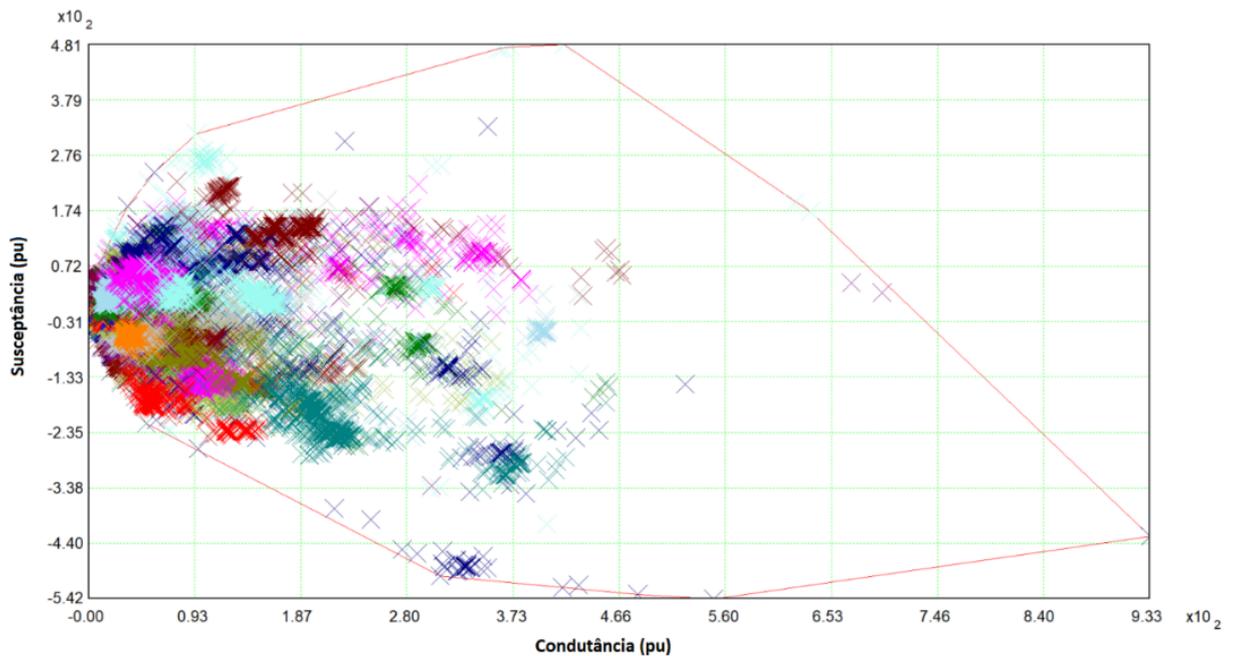


Figura 4.2 - LG visto pelo barramento de conexão em 500 kV – rede completa (N) e rede com contingências (N-1) – harmônicos de 2 a 50.

### b) Caracterização e parametrização da rede interna

A rede interna parametrizada é composta por linhas de transmissão, transformadores e o equivalente harmônico dos aerogeradores do complexo eólico, conforme mostra a Figura 4.3. Os parâmetros deste sistema estão listados nas Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3. Vale ressaltar que o parque eólico modelado para este estudo é um parque hipotético.

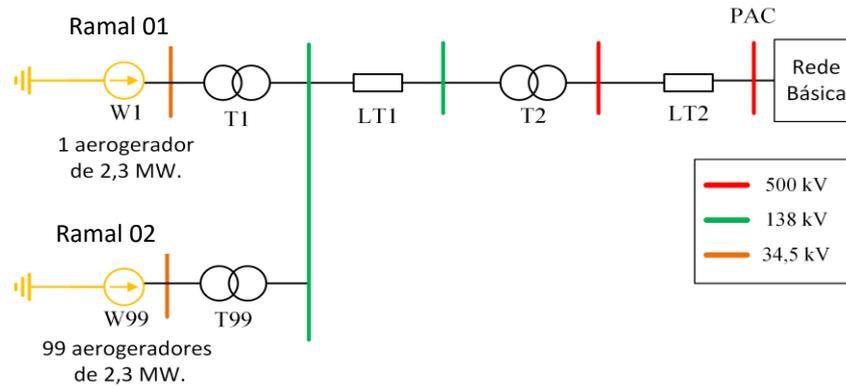


Figura 4.3 - Topologia da rede interna

Tabela 4.1 – Nível de curto circuito no PAC em 500 kV.

Potência de Curto-circuito (MVA)	Tensão Nominal (kV)	Frequência (Hz)
10643,45	500	60

Tabela 4.2 – Linhas de Transmissão e Cabos.

Linha	Resistência (Ω)		Indutância (mH)		Capacitância (nF)	
	R0	R1	L0	L1	C0	C1
LT1	0,3231	0,0454	1,3	1,0	3,542	5,856
LT2	0,4231	0,0754	3,7	1,15	5,553	9,882

Tabela 4.3 – Transformadores.

Transformador	Potência Nominal (MVA)	Tensão Prim. (kV)	Tensão Sec. (kV)	R (%)	X (%)	Ligação
T1	250	138	34,5	0,28	14	D- Yt
T2	360	500	138	0,26	13	Y- Y
T99	250	138	34,5	0,28	14	D- Yt

Por fim, a Figura 4.4 apresenta o arranjo elétrico da unidade aerogeradora do tipo DFIG, utilizado neste trabalho.

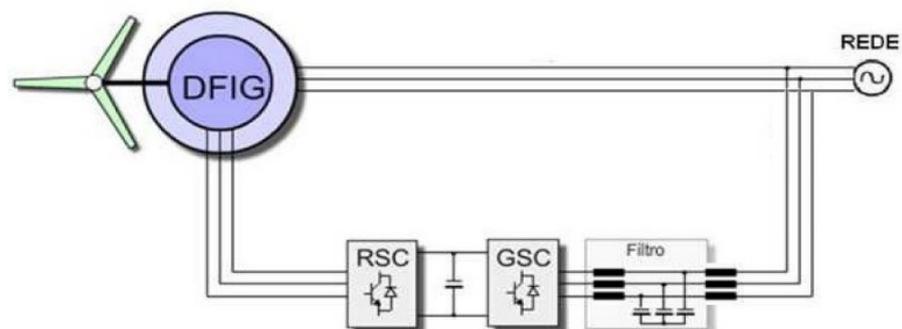


Figura 4.4 – Diagrama esquemático do aerogerador DFIG.

➤ **Representação dos aerogeradores como fontes de correntes harmônicas com base nos dados do fabricante**

Haja vista a caracterização e parametrização tanto da rede externa quanto da rede interna na seção anterior, deve-se representar as distorções harmônicas advindas do complexo eólico em consonância com os procedimentos propostos e alicerçados no equivalente de Norton para a realização dos estudos no HarmZs. Os dados necessários para modelar as correntes harmônicas produzidas pela operação das unidades eólicas foram extraídos de informações advindas de um fabricante que fornece aerogeradores no Brasil, conforme é visto na Tabela 4.4.

Vale ressaltar que nesse estudo, foram adotadas as maiores correntes harmônicas produzidas pelos aerogeradores, independentemente das condições de operação. Em relação as componentes de ordem  $h$  que não foram incluídas apresentam valores nulos.

Tabela 4.4 – Correntes harmônicas geradas por um aerogerador – banco de dados do fabricante.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Corrente harmônica (%In) (Valores base: 2,3 MW e 690 V)
2	120	0,08
3	180	0,04
4	240	0,03
5	300	0,16
7	420	0,21
13	780	0,04
27	1620	0,03
32	1920	0,03
45	2700	0,03
49	2940	0,04

Visto que já conhecidas as correntes harmônicas individuais advindas da operação do aerogerador DFIG, a proposição adotada para avaliar os impactos da conexão das centrais eólicas se baseiam em duas fontes harmônicas, sendo que o ramal 01 equivale a 1 aerogerador, e o ramal 02 equivale a 99 aerogeradores, conforme é visto na Tabela 4.5.

Em relação ao ramal 02, no que tange aos valores das correntes harmônicas geradas por 99 aerogeradores, estes já se apresentam na forma agregada, em conformidade com o procedimento empregado na Nota Técnica 009/2016- REV. 02 [8]. Para fins do estudo de acesso, a premissa adotada se apoia no fato que as correntes harmônicas possuam o mesmo ângulo de fase.

Tabela 4.5 – Correntes harmônicas geradas por 100 aerogeradores na barra de 34,5 kV – banco de dados do fabricante.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Correntes harmônicas (pu) (Valores base: 100 MVA e 34,5 kV)	
		Ramal 01	Ramal 02
		1 aerogerador	99 aerogeradores
2	120	0,0000184	0,0018216
3	180	0,0000092	0,000915
4	240	0,0000069	0,000685
5	300	0,0000368	0,000980
7	420	0,0000483	0,001286
13	780	0,0000092	0,0000915
27	1620	0,0000069	0,0000686
32	1920	0,0000069	0,0000686
45	2700	0,0000069	0,0000686
49	2940	0,0000092	0,0000915

➤ **Representação dos aerogeradores como fontes de correntes harmônicas obtidas via medições em campo**

Afim de representar os aerogeradores a partir de medições em campo no HarmZs, foram realizadas medições em 8 aerogeradores de um complexo eólico instalado no Brasil, considerando assim os valores máximos de cada ordem harmônica, conforme apresentado na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Correntes harmônicas geradas por 8 aerogeradores - medidas em campo.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Corrente harmônica (%) (Valores base: 2,3 MW e 34,5 kV)								
		Aero 01	Aero 02	Aero 03	Aero 04	Aero 05	Aero 06	Aero 07	Aero 08	Máximo
2	120	0,16	0,10	0,12	0,18	0,19	0,14	0,14	0,19	0,19
3	180	0,63	0,48	0,26	0,35	0,46	0,47	0,78	0,93	0,93
4	240	0,17	0,17	0,31	0,30	0,33	0,27	0,26	0,36	0,36
5	300	0,74	0,55	0,84	1,06	0,96	0,89	0,77	1,06	1,06
6	360	0,28	0,27	0,22	0,30	0,30	0,35	0,32	0,30	0,35
7	420	0,40	0,35	0,35	0,63	0,50	0,51	0,48	0,53	0,63
8	480	0,15	0,15	0,04	0,13	0,11	0,19	0,16	0,12	0,19
9	540	0,08	0,02	0,00	0,03	0,05	0,00	0,03	0,11	0,11
11	660	0,09	0,06	0,13	0,22	0,09	0,09	0,11	0,18	0,22
13	780	0,10	0,07	0,14	0,18	0,09	0,13	0,15	0,16	0,18
17	1020	0,04	0,04	0,00	0,09	0,04	0,05	0,05	0,09	0,09
19	1140	0,07	0,05	0,09	0,12	0,08	0,08	0,11	0,12	0,12
21	1260	0,03	0,03	0,05	0,06	0,05	0,03	0,04	0,06	0,06
22	1320	0,07	0,05	0,09	0,09	0,08	0,06	0,08	0,08	0,09
23	1380	0,11	0,07	0,11	0,16	0,11	0,12	0,12	0,15	0,16
24	1440	0,08	0,05	0,07	0,09	0,05	0,05	0,09	0,10	0,1
25	1500	0,07	0,05	0,10	0,14	0,05	0,06	0,10	0,12	0,14
26	1560	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,02
30	1800	0,11	0,09	0,17	0,22	0,19	0,07	0,08	0,20	0,22
31	1860	0,04	0,03	0,10	0,08	0,07	0,03	0,04	0,11	0,11
32	1920	0,07	0,07	0,19	0,19	0,20	0,04	0,09	0,21	0,21
33	1980	0,02	0,00	0,00	0,02	0,01	0,00	0,00	0,02	0,02

Na sequência a Tabela 4.7 apresenta as correntes harmônicas equivalentes injetadas na barra de conexão, em 34,5 kV, sobretudo, em dois ramais, representando assim os 100 aerogeradores do complexo eólico.

Tabela 4.7 – Correntes harmônicas geradas por 100 aerogeradores na barra de 34,5 kV – medidas em campo.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Correntes harmônicas (pu) (Valores base: 100 MVA e 34,5 kV)	
		Ramal 01 1 aerogerador	Ramal 02 99 aerogeradores
2	120	0,0000437	0,004326
3	180	0,0002139	0,021176
4	240	0,0000828	0,008197
5	300	0,0002438	0,006494
6	360	0,0000805	0,002144
7	420	0,0001449	0,003859
8	480	0,0000437	0,001164
9	540	0,0000253	0,000674
11	660	0,0000506	0,000503
13	780	0,0000414	0,000412
17	1020	0,0000207	0,000206
19	1140	0,0000276	0,000275
21	1260	0,0000138	0,000137
22	1320	0,0000207	0,000206
23	1380	0,0000368	0,000366
24	1440	0,000023	0,000229
25	1500	0,0000322	0,000320
26	1560	0,0000046	0,000046
30	1800	0,0000506	0,000503
31	1860	0,0000253	0,000252
32	1920	0,0000483	0,000481
33	1980	0,0000046	0,000046

### 4.3 - Caracterização dos estudos de casos

Objetivando atender aos propósitos dessa dissertação, quais sejam, avaliar o ponto de conexão sob condições ideais e não ideais na presença de um conjunto de 100 aerogeradores conectado à rede. Dessa forma, foram realizados os seguintes estudos particulares:

- **Caso 1:** desempenho do sistema sem pré-distorções no PAC;
  - **Caso 1.1** – correntes harmônicas injetadas fornecidas pelo fabricante;
  - **Caso 1.2** – correntes harmônicas injetadas medidas em campo.
  
- **Caso 2:** desempenho do sistema com pré-distorções no PAC e associadas com DTHT = 1% - obtido pela composição de  $V_2 = 0,017\%$   $V_3 = 0,40\%$ ,  $V_4 = 0,10\%$   $V_5 = 0,42\%$ ,  $V_6 = 0,010\%$ ,  $V_7 = 0,49\%$   $V_{11} = 0,51\%$   $V_{13} = 0,38\%$  componentes harmônicas injetadas e preexistentes em fase;

- **Caso 2.1** – correntes harmônicas injetadas fornecidas pelo fabricante;
  - **Caso 2.2** – correntes harmônicas injetadas medidas em campo.
- **Caso 3:** desempenho do sistema com pré-distorções no PAC e associadas com DTHT = 2% - obtido pela composição de  $V_2 = 1,04\%$ ,  $V_3 = 0,80\%$ ,  $V_4 = 0,01\%$ ,  $V_5 = 0,69\%$ ,  $V_6 = 0,010\%$ ,  $V_7 = 0,82\%$ ,  $V_{11} = 0,90\%$ ,  $V_{13} = 0,54\%$  componentes harmônicas injetadas e preexistentes em fase;
    - **Caso 3.1** – correntes harmônicas injetadas fornecidas pelo fabricante;
    - **Caso 3.2** – correntes harmônicas injetadas medidas em campo.
  - **Caso 4:** desempenho do sistema com pré-distorções no PAC e associadas com DTHT = 3% - obtido pela composição de  $V_2 = 1,56\%$ ,  $V_3 = 1,20\%$ ,  $V_4 = 0,91\%$ ,  $V_5 = 0,89\%$ ,  $V_6 = 0,85\%$ ,  $V_7 = 1,03\%$ ,  $V_{11} = 1,08\%$ ,  $V_{13} = 0,70\%$  componentes harmônicas injetadas e preexistentes em fase;
    - **Caso 4.1** – correntes harmônicas injetadas fornecidas pelo fabricante;
    - **Caso 4.2** - correntes harmônicas injetadas medidas em campo.

Vale ressaltar que as informações referentes a modelagem no HarmZs para cada caso se encontram no Apêndice deste trabalho.

#### 4.4 - Resultados dos estudos de casos

Nesta seção, os resultados dos estudos de casos foram organizados em duas subseções, sendo a primeira relacionada com as injeções de correntes harmônicas fornecidas pelo fabricante, (Tabela 4.8 à 4.11) e a segunda vinculada as injeções de correntes advindas via medições em campo (Tabela 4.12 à 4.15). Desse modo, têm-se os valores em três pontos de medição, conforme a Figura 4.5.

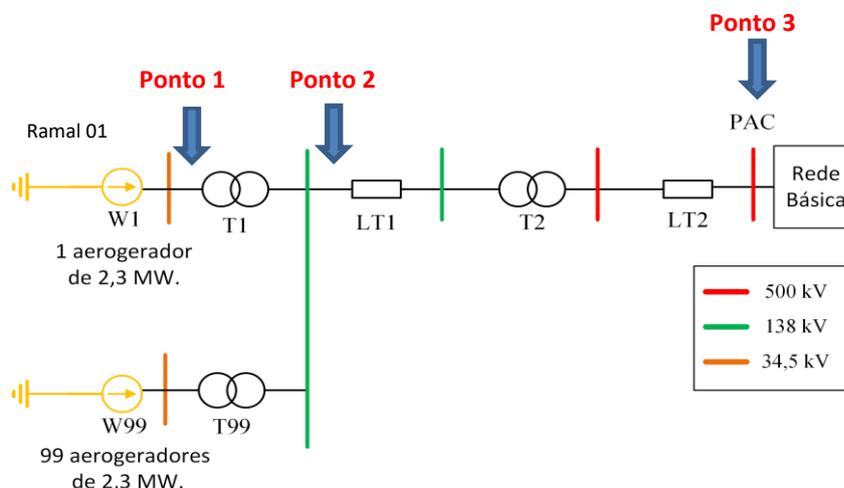


Figura 4.5 – Pontos de avaliação no sistema elétrico.

**a) Resultados dos estudos relacionados com as correntes fornecidas pelo fabricante**

Tabela 4.8 - Equivalente Harmônico de Norton em 34,5 kV – Ponto 1 – Fabricante.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Admitância Interna (pu)	Correntes de Norton (pu)			
			Caso 1.1	Caso 2.1	Caso 3.1	Caso 4.1
2	120	0,0453-j2,1302	0,0004	0,0028	0,0252	0,0376
3	180	0,0137-j1,1400	0,0003	0,0052	0,0101	0,0149
4	240	0,0071-j0,7864	0,0003	0,0014	0,0004	0,0099
5	300	0,0048-j0,5857	0,0004	0,0044	0,0071	0,0091
7	420	0,0104-j0,5156	0,0004	0,008	0,0132	0,0166
11	660	0,0010-j0,2008	0	0,0003	0,0005	0,0006
13	780	0,0007-j0,1216	0,0001	0,0002	0,0002	0,0003
27	1620	0,0005-j0,2434	0	0	0	0
32	1920	0,0002-j0,1291	0	0	0	0
45	2700	0,0001-j0,0098	0	0	0	0
49	2940	0,0001+j0,0143	0	0	0	0

Tabela 4.9 - Equivalente Harmônico de Norton em 138 kV – Ponto 2 – Fabricante.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Admitância Interna (pu)	Correntes de Norton (pu)			
			Caso 1.1	Caso 2.1	Caso 3.1	Caso 4.1
2	120	0,6862-j10,5012	0,0018	0,0039	0,1241	0,1852
3	180	0,0685-j3,2045	0,0009	0,0145	0,0281	0,0417
4	240	0,0288-j1,9556	0,0007	0,0033	0,001	0,0245
5	300	0,0179-j1,3430	0,0010	0,0101	0,0016	0,0207
7	420	0,1011-j1,7391	0,0013	0,0262	0,0436	0,0544
11	660	0,0027-j0,4023	0	0,0005	0,0009	0,0011
13	780	0,0017-j0,2120	0,0001	0,0003	0,0004	0,0005
27	1620	0,0004+j0,6490	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
32	1920	0,0007+j0,9609	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
45	2700	0,6231+j11,8673	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006
49	2940	0,0138+j1,7421	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001

Tabela 4.10 - Equivalente Harmônico de Norton em 500 kV – Ponto 3 – Fabricante.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Admitância Interna (pu)	Corrente de Norton (pu)			
			Caso 1.1	Caso 2.1	Caso 3.1	Caso 4.1
2	120	0,0302+j6,5096	0,0023	0,0033	0,0623	0,0923
3	180	0,1385+j12,9934	0,0017	0,0317	0,0617	0,0917
4	240	1,5304+j34,8830	0,0033	0,0133	0,0043	0,0933
5	300	2,7915-j31,2160	0,0052	0,0446	0,0713	0,0912
7	420	0,1281+j2,6378	0,0012	0,0434	0,0723	0,0903
11	660	0,0252+j13,7736	0	0,043	0,075	0,09
13	780	0,0161+j17,7464	0	0,049	0,07	0,09
27	1620	0,0031+j41,8822	0	0	0	0
32	1920	0,0021+j50,1084	0	0	0	0
45	2700	0,0011+j71,2576	0	0	0	0
49	2940	0,0009+j77,7283	0	0	0	0

Tabela 4.11 - Distorções harmônicas de tensão em 500 kV – Ponto 3 – Fabricante.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Admitância Interna (pu)	Distorção harmônica individual (%)				Limites
			Caso 1.1	Caso 2.1	Caso 3.1	Caso 4.1	
2	120	0,0302+j6,5096	0,0404	0,0577	1,084	1,6058	0,3
3	180	0,1385+j12,9934	0,0229	0,4245	0,8261	1,2275	0,6
4	240	1,5304+j34,8830	0,0332	0,135	0,0434	0,9491	0,3
5	300	2,7915-j31,2160	0,0523	0,4441	0,7102	0,9081	0,6
7	420	0,1281+j2,6378	0,0136	0,4978	0,8315	1,0387	0,6
11	660	0,0252+j13,7736	0	0,5197	0,9064	1,0877	0,6
13	780	0,0161+j17,7464	0,0003	0,3832	0,5475	0,7039	0,4
27	1620	0,0031+j41,8822	0	0	0	0	0,3
32	1920	0,0021+j50,1084	0	0	0	0	0,4
45	2700	0,0011+j71,2576	0	0	0	0	0,4
49	2940	0,0009+j77,7283	0	0	0	0	0,4
<b>DTHT %</b>			<b>0,080</b>	<b>1,03</b>	<b>2,04</b>	<b>3,05</b>	<b>1,5</b>

**b) Resultados dos estudos relacionados com as correntes obtidas via medições em campo**

Tabela 4.12 - Equivalente Harmônico de Norton em 34,5 kV – Ponto 1 – Medições em campo.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Admitância Interna (pu)	Corrente de Norton (pu)			
			Caso 1.2	Caso 2.2	Caso 3.2	Caso 4.2
2	120	0,0453-j2,1302	0,0009	0,0013	0,0257	0,0381
3	180	0,0137-j1,1400	0,0078	0,0126	0,0175	0,0224
4	240	0,0071-j0,7864	0,0034	0,0045	0,0035	0,0131
5	300	0,0048-j0,5857	0,0029	0,006	0,0085	0,0103
6	360	0,0069-j0,4162	0,0011	0,0012	0,0012	0,0141
7	420	0,0104-j0,5156	0,0012	0,0083	0,0135	0,0167
8	480	0,0022-j0,3667	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005
9	540	0,0015-j0,2980	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003
11	660	0,0010-j0,2008	0,0003	0,0004	0,0005	0,0006
13	780	0,0007-j0,1216	0,0003	0,0003	0,0003	0,0004
27	1620	0,0005-j0,2434	0	0	0	0
30	1800	0,0003-j0,1631	0,0003	0,0002	0,0002	0,0002
32	1920	0,0002-j0,1291	0	0,0001	0,0001	0,0001
45	2700	0,0001-j0,0098	0	0	0	0
49	2940	0,0001+j0,0143	0	0	0	0

Tabela 4.13 - Equivalente Harmônico de Norton em 138 kV – Ponto 2 – Medições em campo.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Admitância Interna (pu)	Corrente de Norton (pu)			
			Caso 1.2	Caso 2.2	Caso 3.2	Caso 4.2
2	120	0,0453-j2,1302	0,0044	0,0064	0,1266	0,1878
3	180	0,0137-j1,1400	0,0214	0,035	0,0486	0,0622
4	240	0,0071-j0,7864	0,0083	0,0109	0,0085	0,0321
5	300	0,0048-j0,5857	0,0065	0,0135	0,0191	0,0234
6	360	0,0069-j0,4162	0,0022	0,0023	0,0023	0,0272
7	420	0,0104-j0,5156	0,0039	0,0272	0,0444	0,0552
8	480	0,0022-j0,3667	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
9	540	0,0015-j0,2980	0,0007	0,0007	0,0007	0,0007
11	660	0,0010-j0,2008	0,0005	0,0007	0,0001	0,0012
13	780	0,0007-j0,1216	0,0004	0,0005	0,0006	0,0006
27	1620	0,0005-j0,2434	0	0	0	0
30	1800	0,0003-j0,1631	0,0003	0,0005	0,0005	0,0005
32	1920	0,0002-j0,1291	0	0	0,0005	0,0005
45	2700	0,0001-j0,0098	0	0	0	0

49	2940	0,0001+j0,0143	0	0	0	0
----	------	----------------	---	---	---	---

Tabela 4.14 - Equivalente Harmônico de Norton em 500 kV – Ponto 3 – Medições em campo.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Admitância Interna (pu)	Corrente de Norton (pu)			
			Caso 1.2	Caso 2.2	Caso 3.2	Caso 4.2
2	120	0,0453-j2,1302	0,0055	0,0065	0,0655	0,0955
3	180	0,0137-j1,1400	0,0394	0,0694	0,0994	0,1294
4	240	0,0071-j0,7864	0,0391	0,0491	0,0401	0,1291
5	300	0,0048-j0,5857	0,0348	0,0639	0,0879	0,1064
6	360	0,0069-j0,4162	0,0034	0,0038	0,0038	0,0807
7	420	0,0104-j0,5156	0,0036	0,0439	0,0728	0,0907
8	480	0,0022-j0,3667	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008
9	540	0,0015-j0,2980	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003
11	660	0,0010-j0,2008	0,0002	0,043	0,075	0,09
13	780	0,0007-j0,1216	0,0002	0,049	0,07	0,09
27	1620	0,0005-j0,2434	0	0	0	0
30	1800	0,0003-j0,1631	0	0	0	0
32	1920	0,0002-j0,1291	0	0	0	0
45	2700	0,0001-j0,0098	0	0	0	0
49	2940	0,0001+j0,0143	0	0	0	0

Tabela 4.15 - Distorções harmônicas de tensão em 500 kV – Ponto 3 – Medições em campo.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Distorção harmônica individual (%)				Limites
		Caso 1.2	Caso 2.2	Caso 3.2	Caso 4.2	
2	120	0,0959	0,1133	1,1395	1,6613	0,3
3	180	0,5271	0,9287	1,3304	1,732	0,6
4	240	0,3984	0,5002	0,4086	1,3144	0,3
5	300	0,3461	0,6366	0,8751	1,0593	0,6
6	360	0,0365	0,0411	0,0411	0,8642	0,3
7	420	0,0409	0,5062	0,8383	1,045	0,6
8	480	0,0115	0,0115	0,0115	0,0115	0,3
9	540	0,0067	0,0067	0,0067	0,0067	0,6
11	660	0,0025	0,5197	0,9064	1,0877	0,6
13	780	0,0014	0,3833	0,5475	0,7039	0,4
27	1620	0	0	0	0	0,3
30	1800	0	0	0	0	0,4
32	1920	0	0	0	0	0,4
45	2700	0	0	0	0	0,4
49	2940	0	0	0	0	0,4
<b>DTHT %</b>		<b>0,75</b>	<b>1,48</b>	<b>2,41</b>	<b>3,48</b>	<b>1,5</b>

## 4.5 - Análise dos resultados

Objetivando oferecer meios para uma melhor compreensão dos estudos de caso aqui tratados, esta seção apresenta uma análise comparativa entre as informações advindas do fabricante e das medições práticas. As grandezas consideradas são:

- Distorções harmônicas de corrente, na saída de um aerogerador;

- Distorções harmônicas de tensão, no barramento de 500 kV;

**a) Distorções harmônicas de corrente**

Em relação às correntes harmônicas associadas com as injeções de correntes por parte dos aerogeradores, a Tabela 4.16 e a Figura 4.6 apresenta uma comparação entre os dados fornecidos pelo fabricante e aquelas aferidos por campanha de medição.

Tabela 4.16 - Análise Comparativa das Correntes Harmônicas - Ponto 1.

Ordem harmônica	Frequência (Hz)	Correntes harmônicas (pu) (Valores base: 100 MVA e 34,5 kV)	
		Fabricante	Medição
2	120	0,0000184	0,0000437
3	180	0,0000092	0,0002139
4	240	0,0000069	0,0000828
5	300	0,0000368	0,0002438
6	360	0	0,0000805
7	420	0,0000483	0,0001449
8	480	0	0,0000437
9	540	0	0,0000253
11	660	0	0,0000506
13	780	0,0000092	0,0000414
17	1020	0	0,0000207
19	1140	0	0,0000276
21	1260	0	0,0000138
22	1320	0	0,0000207
23	1380	0	0,0000368
24	1440	0	0,000023
25	1500	0	0,0000322
26	1560	0	0,0000046
30	1800	0	0,0000506
31	1860	0	0,0000253
32	1920	0,0000069	0,0000483
33	1980	0	0,0000046

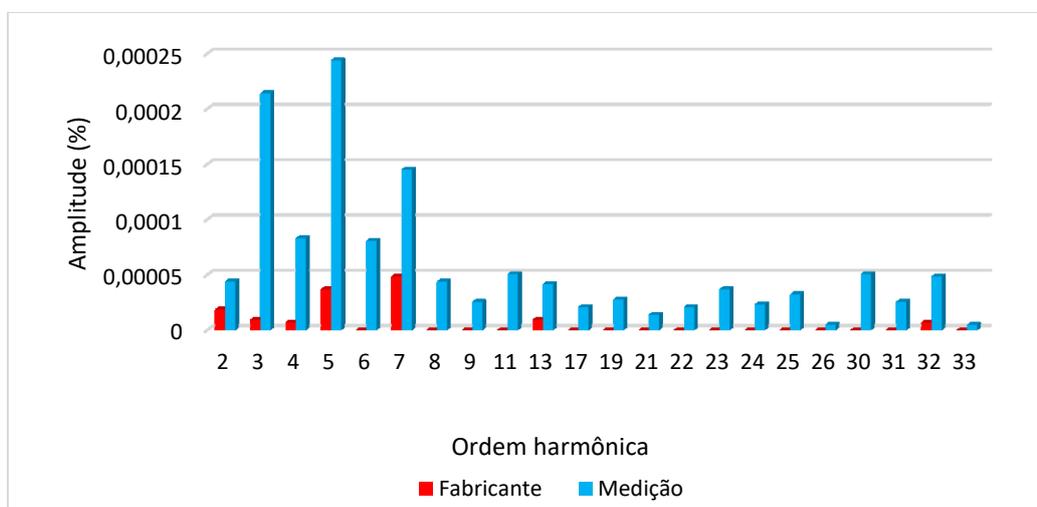


Figura 4.6 - Correntes harmônicas em 34,5 kV.

Conforme visto nos resultados aqui realizados, pode-se notar que:

- Os dados obtidos da campanha de medição, para as correntes harmônicas cujas ordens são: 2<sup>a</sup>, 3<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup> e 13<sup>a</sup>, indicaram magnitudes significativamente superiores àquelas fornecidas pelo fabricante. Isto justifica, sobremaneira, as exigências impostas pelo ONS que faça uma revisão dos estudos de acesso iniciais. Somente assim, poder-se-iam indicar a necessidade de efetivas ações mitigadoras para os fenômenos aqui considerados;
- Em relação as componentes harmônicas de alta frequência, nos estudos relacionados com as correntes obtidas via medições, muito embora a constatação destas em proporções muito pequenas, vale lembrar que por parte do fabricante não houve nenhuma informação sobre a existência das mesmas.

### b) Distorções harmônicas de tensão

Quanto aos valores das distorções harmônicas de tensão no ponto de conexão em 500 kV, foram apresentadas nas Figuras 4.7 e 4.8 comparações entre os casos que foram empregados injeções de correntes harmônicas fornecidas pelo fabricante - Casos (1.1; 2.1; 3.1 e 4.1), e aquelas referentes via injeções das correntes harmônicas medidas - Casos (1.2; 2.2; 3.2 e 4.2).

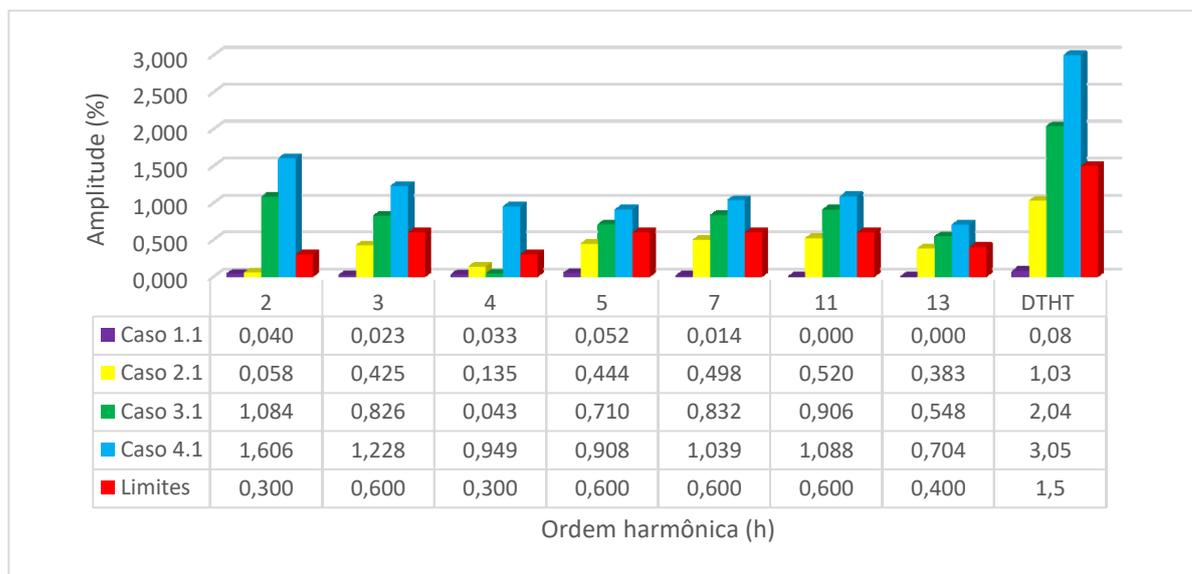


Figura 4.7 - Distorções harmônicas individuais e totais de tensão no barramento de 500 kV – Correntes injetadas pelos aerogeradores fornecidas pelo fabricante – PAC sem e com pré-distorções.

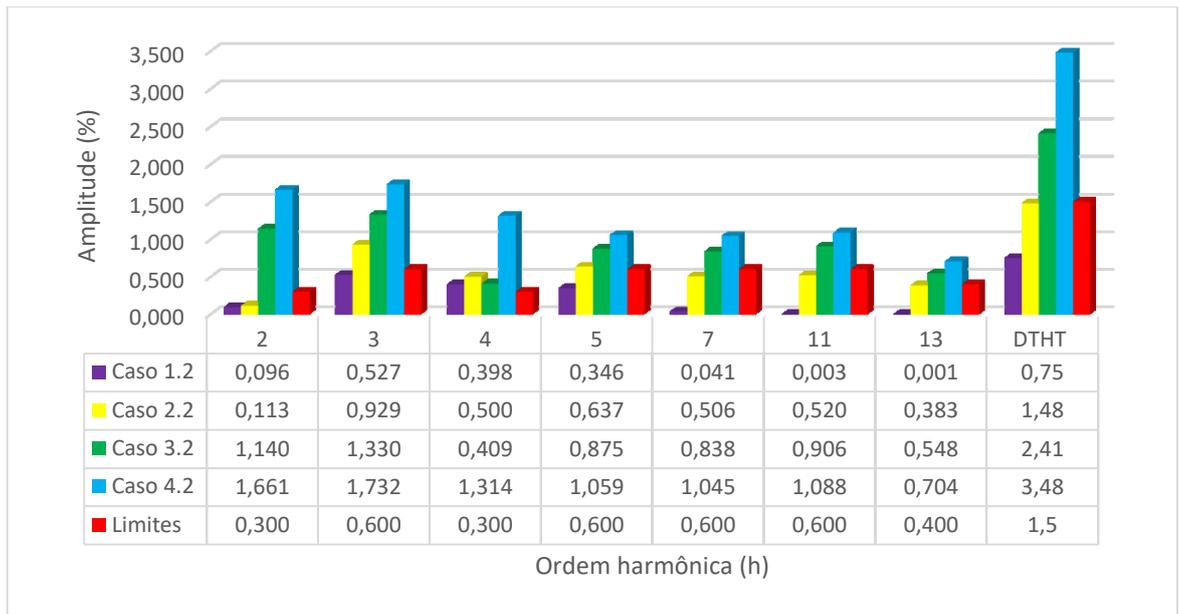


Figura 4.8 - Distorções harmônicas individuais e totais de tensão no barramento de 500 kV – Correntes injetadas pelos aerogeradores medidas em campo– PAC sem e com pré-distorções.

De forma sucinta, os resultados obtidos, revelam que:

- Sob condições ideais, o Caso 1.1 indicou uma distorção total de 0,08% enquanto que para o Caso 1.2 obteve-se uma distorção total de 0,75%. Deste modo, para ambos resultados ficou evidenciado a não necessidade da instalação de medidas mitigatórias. Todavia, comparados entre si, os números evidenciam grandes discrepâncias entre os as magnitudes das distorções harmônicas determinadas através do emprego das correntes fornecidas e as medidas;
- Sob condições não ideais, os Casos 2.1 e 2.2; 3.1 e 3.2; 4.1 e 4.2, mostraram que a pré-existência de distorções no PAC pode afetar significativamente os resultados obtidos, conforme é visto nas Figuras 4.7 e 4.8, no que tange os valores das DTHT para cada caso aqui abordado.

## 4.6 - Considerações finais

Visando a análise da interdependência física entre as correntes harmônicas produzidas e/ou manifestadas nos terminais dos aerogeradores quando da conexão destas unidades à barramentos constituídos por tensões senoidais e distorcidas, este capítulo, através das conhecidas técnicas de modelagem no domínio da frequência, nos termos definidos pelo ONS, foi imbuído do propósito de investigar o fenômeno tratado nesta dissertação. Para tanto, um parque eólico constituído por 100

aerogeradores, com uma topologia interna típica, conectando o complexo de geração a uma Rede Básica, foi caracterizado e parametrizado.

Uma vez definido o arranjo físico, este foi considerado à luz dos procedimentos expostos no capítulo 3, considerando diferentes condições operativas atreladas às distorções harmônicas impostas ao ponto de acoplamento comum entre o parque e a rede externa equivalente. Nesse sentido, as primeiras simulações foram embasadas nas correntes harmônicas fornecidas pelos fabricantes, as quais, uma vez propagadas até a barra de conexão, resultaram nas distorções harmônicas de tensão. Comparando-se os valores obtidos com os limites estabelecidos pelo agente regulador foi possível aferir os níveis dos impactos sobre os limites preconizados. Os estudos preliminares foram realizados admitindo-se que a barra de conexão com a Rede Básica se apresentava sem qualquer nível de pré-distorção. Esta situação representou as condições impostas ao denominado Caso 1, o qual foi ainda subdividido em duas outras condições. O Caso 1.1 utilizou as correntes harmônicas injetadas advindas do fabricante (fase de planejamento da instalação), enquanto que o Caso 1.2 empregou as correntes extraídas de medições diretas com o arranjo em funcionamento (fase pós-comissionamento). Todavia, os números, por si só, evidenciaram grandes discrepâncias entre os níveis de distorções harmônicas previstos com o emprego das correntes fornecidas e as medidas.

Objetivando esclarecer a motivação que teria levado aos distintos bancos de dados para as correntes harmônicas injetadas, como reportado nesta dissertação, uma das possibilidades poderia estar na presença de pré-distorções junto ao barramento de conexão. Com este indicativo em mente, estudos complementares, através da mesma metodologia empregada até então, foram então conduzidos admitindo-se 3 situações particulares para as distorções previamente existentes na mencionada barra, a saber: 1%, 2% e 3% no barramento de 500 kV. Estas condições operativas se apresentaram como Casos 2, 3 e 4, sendo que cada um deles foi reconsiderado a partir das duas hipóteses para as correntes harmônicas nos terminais dos aerogeradores (a fornecida e a medida).

Os desempenhos obtidos foram sintetizados na forma de gráficos e tabelas, os quais ratificaram que a preexistência de distorções no PAC pode afetar significativamente os resultados. Portanto, fica aqui evidenciado que eventuais valores encontrados quando da realização de campanhas de medição podem, de fato, traduzir um efeito combinado das distorções originais e aquelas efetivamente ocasionadas pelo parque eólico ora conectado. Este fato, na verdade, já se encontra contemplado na legislação, quando a mesma se refere aos denominados limites individuais e globais. Todavia, com vistas a determinação de medidas mitigadoras, as constatações aqui ratificadas indicam a necessidade de meios para o estabelecimento do compartilhamento de responsabilidade sobre os efeitos em pauta, dentre outros.

Também, vale aqui ressaltar a necessidade da busca de possibilidades que venham a melhor assegurar a consistência da metodologia em prática, em que pese o conservadorismo dos princípios que norteiam as técnicas de modelagem.

Portanto, vale destacar que os resultados apresentados e correlacionados nesta dissertação apontam para o fato que as divergências entre as pressuposições e as grandezas encontradas para as correntes empregadas como injeções ideais, certamente podem ter sofrido influências atribuídas a possíveis divergências entre os princípios físicos/operacionais/ensaios da unidade de geração no ambiente de fábrica e as condições encontradas em campo, a exemplo dos efeitos das pré-distorções de tensão do PAC utilizadas nos trabalhos computacionais feitos à base da modelagem do complexo no domínio da frequência. Este questionamento, por si só, motivou as investigações do capítulo subsequente, o qual muda a estratégia de análise, passando assim a contemplar os aerogeradores não mais como fontes ideais de correntes, mas sim, com sua topologia construtiva consonante com suas unidades de potência e controle, tal como também a rede de conexão e condições operacionais para o PAC.

# Correntes Harmônicas nos Terminais de Aerogeradores DFIG - Domínio do Tempo

## 5.1 – Considerações iniciais

Não obstante as investigações conduzidas no capítulo anterior terem revelado uma grande interdependência entre as premissas utilizadas para os estudos de acesso, em particular quanto a adoção das correntes harmônicas produzidas pelos aerogeradores DFIG e suas correlações com a existência da ocorrência de pré-distorções presentes no ponto de acesso, o fato é que, as constatações feitas foram integralmente embasadas em estudos conduzidos através de recursos fundamentados em modelos no domínio da frequência. Nestas circunstâncias, os aerogeradores aqui tratados estão em consonância com sua estrutura topológica física, a saber: vento, turbina eólica, controles, gerador de indução, conversores, etc.

Uma vez reconhecida tal situação e visando consubstanciar melhor as constatações feitas, surgiu a ideia do emprego de uma outra estratégia filosófica para a realização dos trabalhos. Neste sentido, através de uma ferramenta computacional de grande difusão no meio acadêmico, a saber: *Simulink/MATLAB*, a qual possui, inúmeros recursos para a representação dos mais distintos componentes que perfazem um complexo elétrico, incluindo um modelo preexistente de uma unidade aerogeradora DFIG com todos os componentes já mencionados, este recurso computacional se mostrou viável para o oferecimento de uma alternativa ratificação, ou não, das constatações anteriores.

Assim, os trabalhos associados com esta etapa da dissertação primaram por ações voltadas para:

- Apresentação dos fundamentos para a modelagem do conjunto aerogerador e sua respectiva rede elétrica de conexão;
- Caracterização das situações, na forma de estudos de casos, visando obter respostas de desempenho quanto a operação dos aerogeradores diante de redes CA apresentando diferentes níveis de pré-distorções;
- Análise conclusiva sobre a interdependência entre as correntes harmônicas nos terminais do aerogerador diante das condições impostas à rede de conexão.

## 5.2 – Sistema elétrico simulado: aerogerador, rede interna e PAC

Como já mencionado, os trabalhos conduzidos nesta etapa da dissertação encontram-se embasados em estudos computacionais mediante o uso do software *Simulink*/MATLAB. Através deste recurso foi estabelecido e implementado o arranjo físico detalhado empregando-se recursos pré-disponibilizados nesta ferramenta. Vale aqui ressaltar que, diante da grande difusão desta ferramenta computacional, considerou-se desnecessário se tecer maiores detalhamentos sobre os procedimentos e modelos contidos no programa, os quais podem ser encontrados em [11].

A Figura 5.1 apresenta o diagrama unifilar do arranjo elétrico empregado. Como se constata, trata-se de uma topologia bastante simplificada, consistindo de apenas um aerogerador (DFIG), o qual, através de um arranjo composto por transformadores e linhas, é conectado ao ponto de acoplamento com um sistema interligado, aqui designado por PAC.

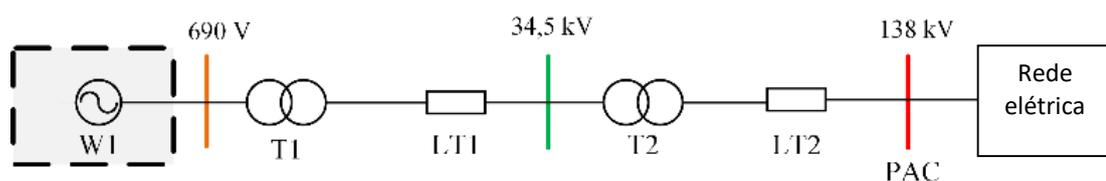


Figura 5.1 – Diagrama unifilar do arranjo elétrico constituído por um aerogerador DFIG e conexão à rede.

Os parâmetros do sistema elétrico estão listados nas Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3.

Tabela 5.1 – Rede Básica

Potência de Curto-circuito (MVA)	Tensão Nominal (kV)	Frequência (Hz)
10000	138	60

Tabela 5.2 – Linhas de Transmissão e Cabos

Linha/ Cabo	Resistência (pu)		Indutância (mH)		Capacitância (nF)	
	R0	R1	L0	L1	C0	C1
LT1	0,0231	0,0543	2,6	0,19	4,621	5,715
LT2	0,4231	0,0754	3,7	1,15	5,553	9,882

Tabela 5.3 – Transformadores

Transformador	Potência Nominal (MVA)	Tensão Prim. (kV)	Tensão Sec. (kV)	R (%)	X (%)	Ligação
T1	2,35	34,5	0,69	0,26	12	D-Y
T2	250	138	34,5	0,28	14	D- Yt

Na Tabela 5.4 são apresentadas as principais características da unidade aerogeradora. Estes dados foram extraídos de [29] e correspondem a um aerogerador comercial tipicamente empregado em parques eólicos.

Tabela 5.4 - Parâmetros do Aerogerador DFIG

Turbina Eólica	Velocidade Nominal (m/s)	17
	Velocidade Cut in (m/s)	3
	Velocidade Cut out (m/s)	25
Gerador de Indução	Potência Nominal (MVA)	2.35
	Fator de potência	0.9
	Tensão Nominal (V)	690
	Frequência Nominal (Hz)	60
	Resistência do Estator (pu)	0.0071
	Indutância de dispersão do estator (pu)	0.1710
	Resistência do rotor (pu)	0.0050
	Indutância do rotor (pu)	0.1560
	Indutância de Magnetização (pu)	2.9
	Constante de Inércia H(s)	5.04
	Fator de fricção F(pu)	0.01
Pares de polos (p)	3	
Conversor	Tensão Nominal de Saída (V)	575
	Frequência de Saída (Hz)	60
	Máxima Corrente (pu)	1.1
	Frequência do PWM (Hz)	2700
	Tempo Morto ( $\mu$ s)	5

### 5.3 – Estudos de casos

Utilizando, pois, do complexo elétrico anteriormente definido, estudos de desempenho foram conduzidos objetivando evidenciar as correntes harmônicas estabelecidas nos terminais do aerogerador sob diversas condições operacionais, a saber:

- **Caso 1:** aerogerador com potência nominal de 2,35 MVA - sem pré-distorções no PAC.
- **Caso 2:** aerogerador com potência nominal de 2,35 MVA - PAC com pré-distorção total de tensão de 1,5% -composição:  $V_3 = 0,50\%$ ,  $V_5 = 1,13\%$ ,  $V_7 = 0,80\%$ ,  $V_{11} = 0,30\%$ , e  $V_{13} = 0,10\%$ . Ressalta-se que os valores de distorção empregados se apresentam dentro dos limites globais superiores estabelecidos pelo Submódulo 2.8 do ONS.

- **Caso 2.1** – injeção de distorções harmônicas de tensão no PAC com ângulos de fase nulos em relação à tensão fundamental;
  - **Caso 2.2** - injeção de distorções harmônicas de tensão no PAC com ângulos de fase de  $180^\circ$  em relação à tensão fundamental.
- **Caso 3:** aerogerador com potência nominal de 2,35 MVA - PAC com pré-distorção total de tensão de 3,0% - composição:  $V_3 = 1,00\%$ ,  $V_5 = 2,25\%$ ,  $V_7 = 1,60\%$ ,  $V_{11} = 0,60\%$ , e  $V_{13} = 0,20\%$ . Ressalta-se que os valores individuais empregados se apresentam dentro dos limites globais superiores estabelecidos pelo Submódulo 2.8 do ONS.
    - **Caso 3.1** – injeção de distorções harmônicas de tensão no PAC com ângulos de fase nulos em relação à tensão fundamental;
    - **Caso 3.2** - injeção de distorções harmônicas de tensão no PAC com ângulos de fase de  $180^\circ$  em relação à tensão fundamental.

Vale destacar que foram realizadas simulações para as distorções de tensão inseridas no PAC com ângulos de fase, de  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$  e  $180^\circ$ . Todavia, por questões de relevância, as simulações relacionadas com as distorções com ângulos de fase de  $180^\circ$  apresentaram uma maior distinção em relação ao  $0^\circ$  para a realização das análises.

Objetivando a inserção da pré-distorção para os casos 2 e 3, estas foram representadas através de fontes de tensão aplicadas à cada fase, respeitando-se as seguintes defasagens particulares:

- Para as componentes harmônicas de ordem 3 estas foram adotadas com os mesmos ângulos para as 3 fases;
- Para as componentes de ordem 5 e 11 foram consideradas com defasamentos de  $120^\circ$  e sequência negativa em relação à fundamental;
- Por fim, as componentes de ordem 7 e 13 foram adicionadas com defasamentos de  $120^\circ$  e mesma sequência que as tensões fundamentais.

Assim agindo os conjuntos das tensões trifásicas, embora distorcidas, se apresentaram com características equilibradas.

No que tange ao valor utilizado para a tensão fundamental, este foi o nominal já estipulado, ou seja, 138 kV (valor eficaz fase-fase).

**a) Caso 1 – PAC sem pré-distorções de tensão**

Sob condições ideais, os estudos realizados conduziram aos resultados indicados na Figura 5.2. O espectro de frequências refere-se às correntes harmônicas encontradas nos terminais do aerogerador, portanto, a nível de 690 V. Tendo em vista que os trabalhos em pauta correspondem a simulação de um arranjo trifásico equilibrado, apenas uma das fases é apresentada. Naturalmente, as demais se apresentariam com a mesma composição.

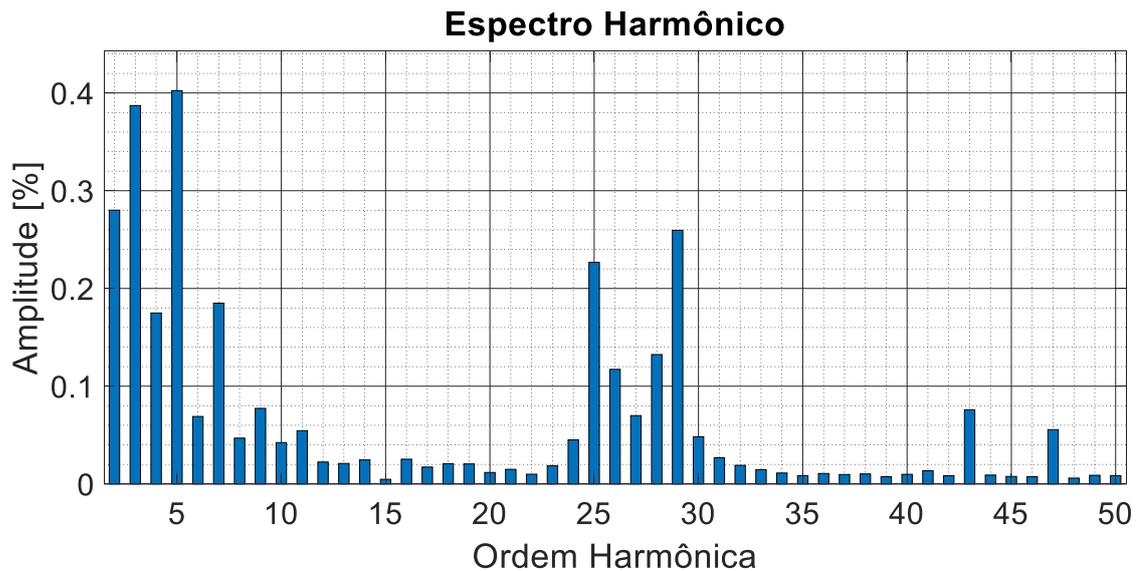


Figura 5.2 – Espectro Harmônico da corrente na saída do aerogerador - 690 V - Caso 1.

Pode-se notar que, na região de baixas frequências, as harmônicas mais significativas são de 3ª e 5ª ordem. Além dessas, como previsto quando da apresentação da conceituação sobre os fenômenos responsáveis pela geração de harmônicos, nas imediações da frequência de chaveamento do inversor PWM também se manifestam um conjunto de sinais com amplitudes mais consideráveis.

Tomando-se por base as componentes harmônicas cujas amplitudes se apresentaram acima de 0,1%, estas são indicadas na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Correntes harmônicas para o caso 1.

Ordem Harmônica	Corrente Harmônica (%)
2	0,28
3	0,39
4	0,17
5	0,40
7	0,18
11	0,05
13	0,02
25	0,23

26	0,12
28	0,13
29	0,26

**b) Caso 2 – PAC com pré-distorção total de 1,5%**

Na sequência, foram adicionadas as componentes harmônicas de tensão ao valor fundamental do PAC nos termos estipulados para o presente estudo.

➤ **Caso 2.1 – Pré-distorções com 0° de defasagem**

Para essa condição, as correntes harmônicas produzidas pelo aerogerador resultaram no espectro harmônico indicado na Figura. 5.3. Nessa constata-se um aumento significativo do valor da corrente de 5ª ordem, a qual foi alterada de 0,40% para 0,83%. Tal ocorrência é também constatada na Tabela 5.6. Não obstante esta observação, é importante ressaltar que, ao se analisar a componentes harmônica de corrente de ordem 7, verifica-se um desempenho oposto, isto é, esta grandeza foi reduzida em relação ao caso ideal. Isto posto, fica evidenciado que as conclusões, quer quanto a aumentos ou reduções, não podem ser prontamente estendidas para todas as frequências. Assim sendo, as influências das pré-distorções de tensão do PAC sobre as correntes produzidas pelos aerogeradores não permitem o estabelecimento de uma lei de formação. Isto ocorre pelo fato que as pré-distorções do PAC compostas com as harmônicas geradas pelo aerogerador podem se manifestar de forma aleatória quanto as suas magnitudes e ângulos de fase.

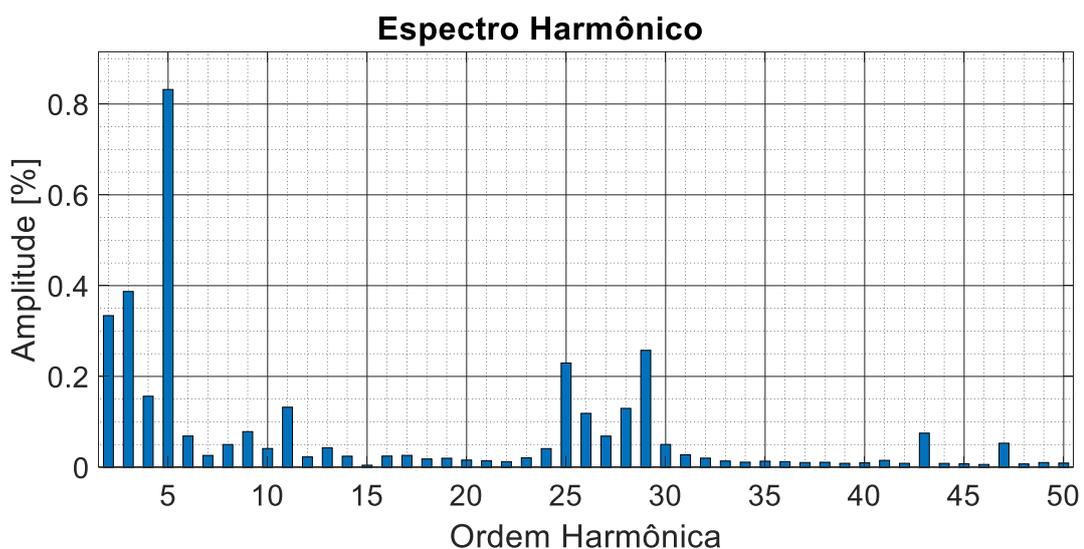


Figura 5.3 – Espectro Harmônico da corrente na saída do aerogerador – 690 V – Caso 2.1.

A Tabela 5.6 apresenta os valores para todas as ordens harmônicas analisadas. Somado às observações anteriormente feitas quanto as ordens 5 e 7, vale ainda destacar que a 11ª harmônica

também revelou uma elevação considerável, passando de 0,05% para 0,13%. Quanto a 13ª componente, esta não sofreu alterações de grande porte. O mesmo ocorreu para a 2ª harmônica. Numa primeira análise estes comportamentos se mostraram consonantes com a inexistência de uma pré-distorção de 120 Hz e um pequeno nível para a de 780 Hz. De forma similar constata-se que a 3ª harmônica de corrente não foi modificada, cujas correspondentes tensões foram adotadas como sendo de sequência nula, resultando em sua inexistência quando considerada a correspondente tensão fase-fase.

Tabela 5.6 – Correntes harmônicas para o caso 2.1.

Ordem Harmônica	Corrente Harmônica (%)
2	0,33
3	0,39
4	0,16
5	0,83
7	0,03
11	0,13
13	0,04
25	0,23
26	0,12
28	0,13
29	0,26

Por fim, verifica-se que as ordens harmônicas próximas à frequência de chaveamento não apresentaram mudanças significativas em seus valores.

➤ **Caso 2.2 – Pré-distorções com 180° de defasagem**

No presente caso, feitas as distorções são exatamente as mesmas empregadas para o caso anterior, exceto pelo fato que seus correspondentes ângulos de fase foram adotados com uma defasagem de 180° em relação às grandezas prévias. Os resultados são indicados na Figura. 5.4.

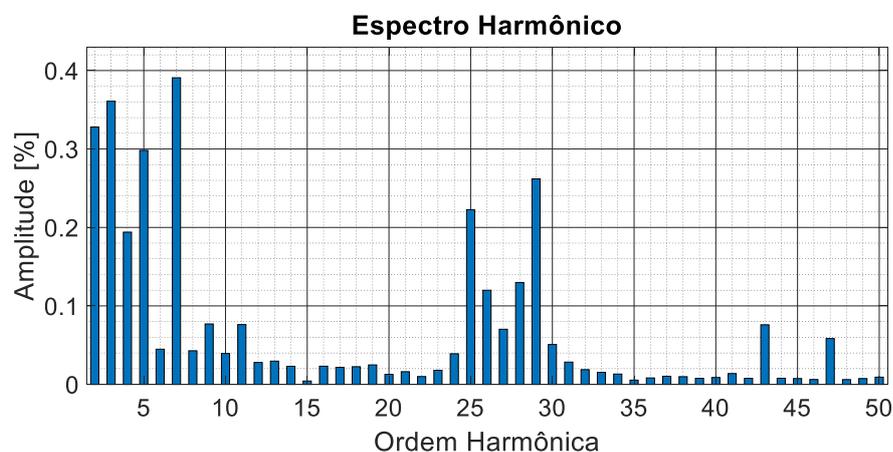


Figura 5.4 – Espectro Harmônico da corrente na saída do aro gerador - 690 V - Caso 2.2.

Mais uma vez podem ser identificadas variações significativas dos módulos das correntes harmônicas encontradas nos terminais do aerogerador. Como mostrado na Tabela 5.7, a corrente de 5ª ordem foi alterada de 0,83% (caso 2.1) para 0,30%. A diminuição foi significativa e sua magnitude é inferior àquela da situação ideal, quando se apresentou em 0,40%. Mais uma vez fica evidenciado que a presença de distorções harmônicas de tensão no PAC não implica, necessariamente, em aumentos dos valores das correntes harmônicas. Por outro lado, ao se observar a 7ª harmônica de corrente, nota-se um incremento substancial considerando os casos 2.1 e 2.2 (de 0,03% para 0,39%, respectivamente). Por outro lado a corrente de 11ª ordem evidenciou um decréscimo, enquanto a 13ª não apresentou mudança significativa.

Portanto, mais uma vez constatou-se a inexistência de uma lógica de formação, fato este que aponta que, cada caso deve ser individualmente avaliado. Todavia nota-se a ratificação do fenômeno da interdependência entre as correntes nos terminais do aerogerador com as condições preexistentes no barramento de conexão à rede elétrica.

Tabela 5.7 – Correntes harmônicas para o caso 2.2.

Ordem Harmônica	Corrente Harmônica (%)
2	0,33
3	0,36
4	0,19
5	0,30
7	0,39
11	0,08
13	0,03
25	0,22
26	0,12
28	0,13
29	0,26

### c) Caso 3 – PAC com pré-distorção total de 3%

Desta feita os estudos foram refeitos à luz de níveis de pré-distorções junto ao PAC em proporções mais elevadas.

#### ➤ Caso 3.1 – Pré-distorções com 0° de defasagem

Os resultados dos estudos sob as condições ora impostas conduziram ao espectro harmônico da Figura 5.5. Este mostra a manifestação de expressivas alterações das magnitudes, como já constatado anteriormente. Complementarmente, a Tabela 5.8 fornece os valores percentuais das componentes harmônicas em relação à corrente nominal do aerogerador.

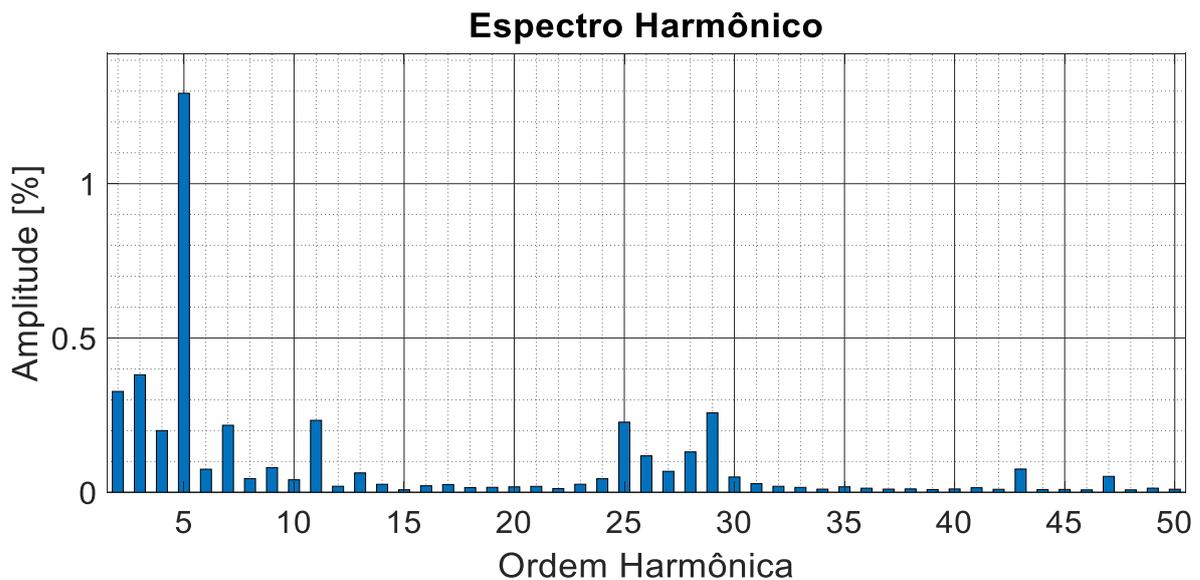


Figura 5.5 – Espectro Harmônico da corrente na saída do aerogerador - 690 V - Caso 3.1.

Observando as novas grandezas obtidas verifica-se que a 5ª harmônica foi incrementada de 0,83% (pré-distorção total de 1,5%) para 1,29%. A 7ª foi também acrescida consideravelmente, de 0,03% para 0,22%.

Tabela 5.8 – Correntes harmônicas para o caso 3.1.

Ordem Harmônica	Corrente Harmônica (%)
2	0,33
3	0,38
4	0,20
5	1,29
7	0,22
11	0,23
13	0,06
25	0,23
26	0,12
28	0,13
29	0,26

➤ **Caso 3.2 – Pré-distorções com 180° de defasagem**

Novamente, com o aumento do nível da pré-distorção e alterando-se os ângulos de fase das componentes harmônicas, os resultados mostrados na Figura 5.6 e Tabela 5.9 claramente evidenciam relevância da interação operativa entre o aerogerador e as distorções presentes no PAC.

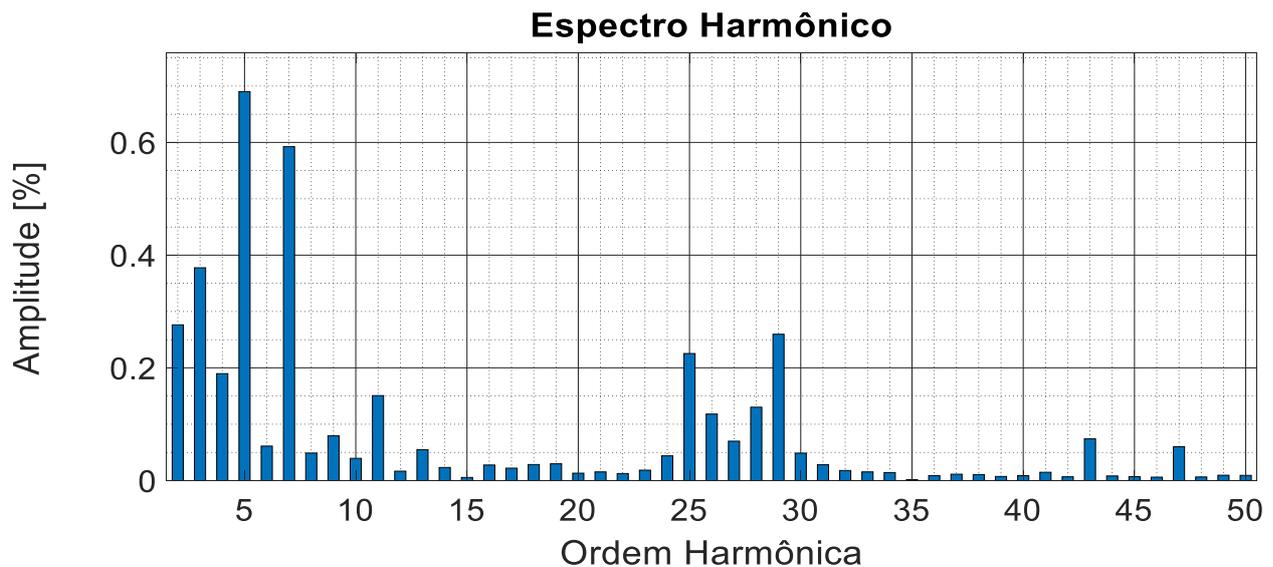


Figura 5.6 – Espectro Harmônico da corrente na saída do aerogerador - 690 V - Caso 3.2.

Tabela 5.9 – Correntes harmônicas para o caso 3.2.

Ordem Harmônica	Corrente Harmônica (%)
2	0,28
3	0,38
4	0,19
5	0,69
7	0,59
11	0,15
13	0,05
25	0,23
26	0,12
28	0,13
29	0,26

## 5.4 - Análise dos resultados

Visando oferecer meios para uma clara visualização dos efeitos do fenômeno focado neste capítulo, qual seja, a interdependência entre as correntes harmônicas nos terminais dos aerogeradores, os resultados foram sintetizados na Figura 5.7. Esta mostra, para uma mesma potência produzida pelo aerogerador, todavia, sob distintas condições do PAC quanto a existência de pré-distorções de tensão, os impactos causados nas correntes encontradas em seus terminais. Os desempenhos indicados, por si só, deixam uma clara mensagem que os níveis das correntes harmônicas encontradas não podem ser atribuídos tão somente à instalação eólica. Isto se justifica pelo fato de que, sob a presença de pré-distorções no PAC, o arranjo elétrico, como um todo, se mostra constituído por duas fontes de harmônicos, uma advinda dos inversores eletrônicos que compõem o arranjo do aerogerador, e outra,

presente no barramento de conexão. As correntes resultantes, naturalmente, serão uma consequência da interação entre as mesmas e as impedâncias presentes na instalação.

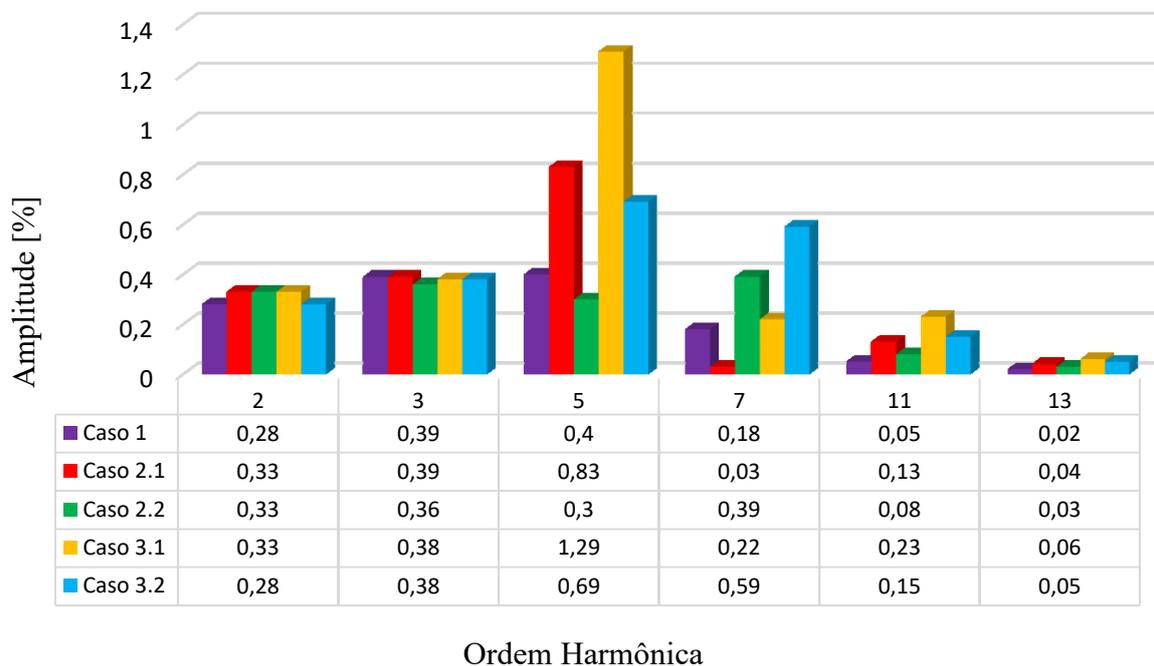


Figura 5.7 – Síntese dos espectros harmônicos da corrente na saída do aerogerador, em 690 V, para todos os casos simulados.

Não obstante a clareza dos resultados e das constatações feitas, visando melhor consubstanciar fisicamente as análises, optou-se por complementá-las através da apresentação das formas de onda das correntes envolvidas no processo, com destaque àqueles presentes nos terminais físicos do aerogerador, conforme ilustrado na Figura 5.8.

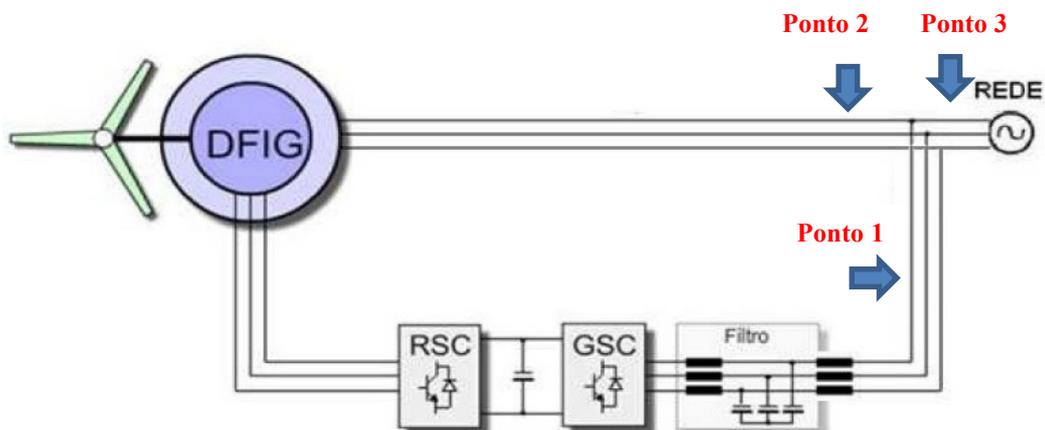


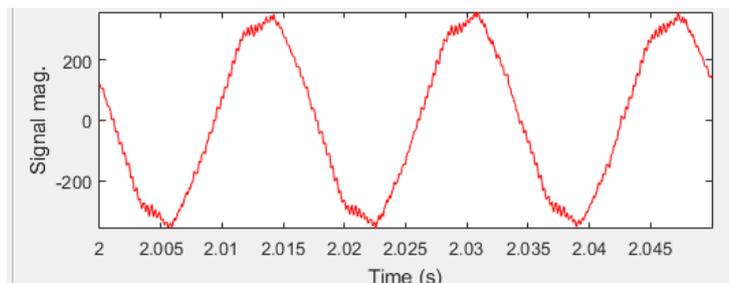
Figura 5.8 - Diagrama esquemático do aerogerador DFIG e os pontos de avaliação.

Como indicado, para os 5 casos aqui tratados, são mostradas as formas de onda das correntes nos três seguintes terminais físicos no aerogerador:

- Ponto de avaliação 1: corrente na entrada do conversor de alimentação do rotor;
- Ponto de avaliação 2: corrente nos terminais do estator o gerador de indução;
- Ponto de avaliação 3: corrente total nos terminais do aerogerador.

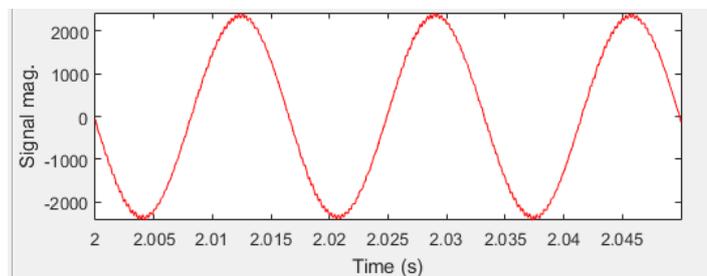
Tendo em vista que as análises de conteúdo quantitativo já foram contempladas anteriormente, apresenta-se, a seguir, apenas as formas de onda para os 5 casos aqui explorados. Como se constata, a geração de correntes harmônicas pela máquina se apresenta, principalmente, advinda do sistema de suprimento controlado do rotor.

A. Caso 1 – PAC Sem Pré-Distorção



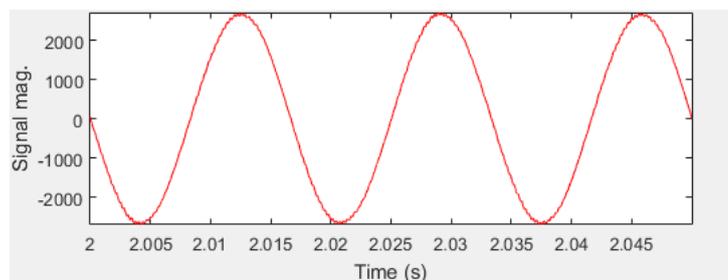
$$\text{DHTI}(\%) = 5,30$$

(a) Corrente associada ao conversor do rotor – Ponto 1



$$\text{DHTI}(\%) = 1,72$$

(b) Corrente do estator do gerador de indução – Ponto 2



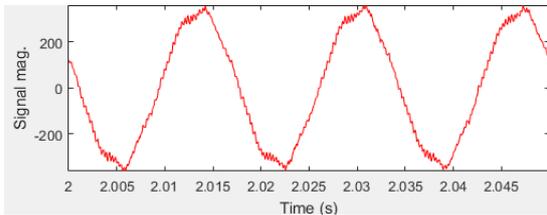
$$\text{DHTI}(\%) = 1,23$$

(c) Corrente total do gerador de indução (estator e rotor) – Ponto 3

Figura 5.9 - Correntes no aerogerador para o Caso 1.

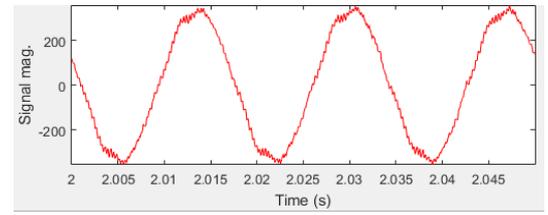
B. Caso 2 - PAC Com Pré-Distorção de 1,5%

Caso 2.1 – PAC 1,5 % - 0°



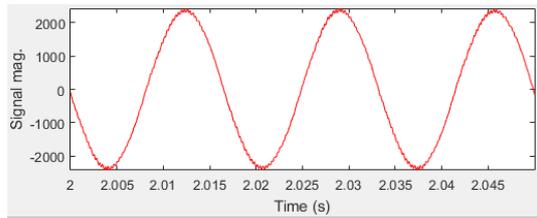
DHTI(%) = 5,91

Caso 2.2 – PAC 1,5 % - 180°

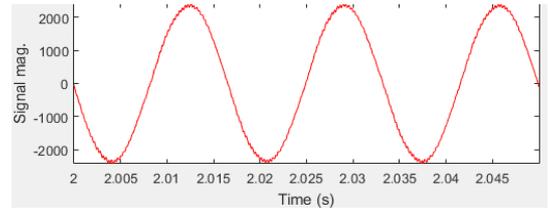


DHTI(%) = 5,33

(a) Corrente associada ao conversor do rotor – Ponto 1

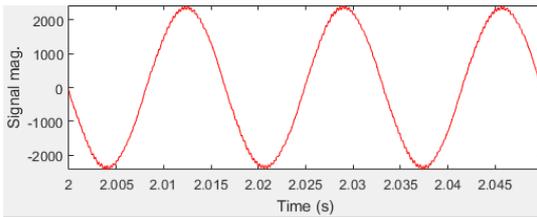


DHTI(%) = 1,85

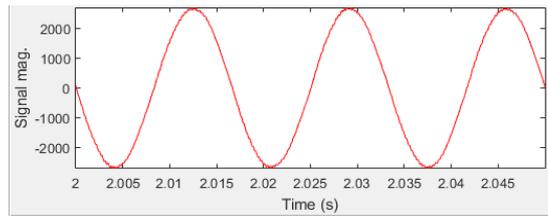


DHTI(%) = 1,85

(b) Corrente do estator do gerador de indução – Ponto 2



DHTI(%) = 1,27



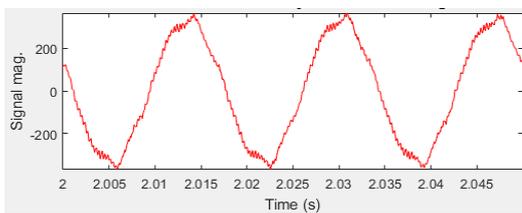
DHTI(%) = 1,29

(c) Corrente total do gerador de indução (estator e rotor) – Ponto 3

Figura 5.10 - Correntes no aerogerador para o Caso 2.

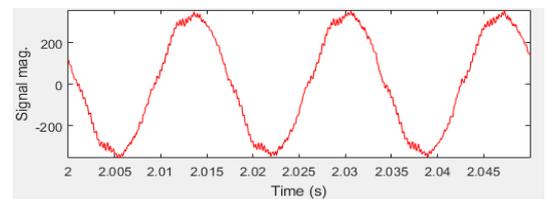
C. Caso 3 - PAC Com Pré-Distorção de 3%

Caso 3.1 – PAC 3% - 0°



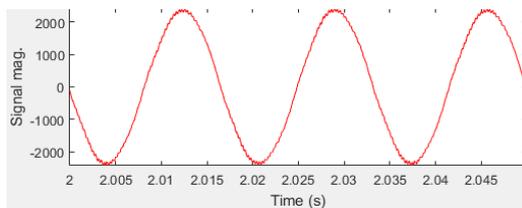
(a) DHTI(%) = 6,09

Caso 3.2 – PAC 3% - 180°

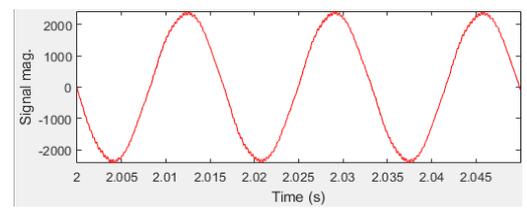


(a) DHTI(%) = 5,86

Corrente associada ao conversor do rotor – Ponto 1

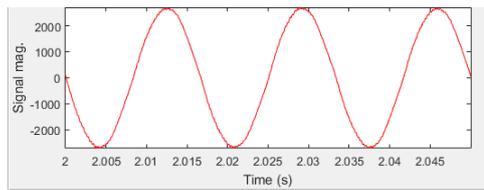


DHTI(%) = 2,18

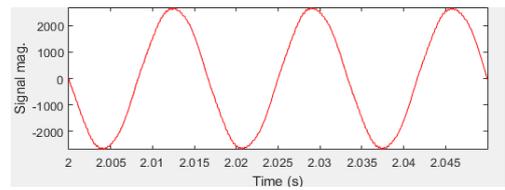


DHTI(%) = 2,20

(b) Corrente do estator do gerador de indução– Ponto 2



DHTI(%) = 1,74



DHTI(%) = 1,56

(c) Corrente total do gerador de indução (estator e rotor) – Ponto 3

Figura 5.11 - Correntes no aerogerador para o Caso 3.

## 5.5 - Considerações finais

Tendo por foco a avaliação da correlação entre as correntes harmônicas produzidas por aerogeradores DFIG e as distorções advindas do PAC, o presente capítulo contemplou estudos avaliativos sobre a interdependência entre as correntes harmônicas manifestadas nos terminais dos sistemas de geração em pauta e a presença de pré-distorções no barramento de conexão da rede elétrica. O ponto central investigado está na questão das correntes harmônicas utilizadas para os estudos iniciais, as quais são, via de regra fornecidas pelos fabricantes, e aquelas obtidas quando da operação do sistema em condições reais de campo.

De fato, os resultados auferidos evidenciaram que, para uma mesma potência produzida pelo aerogerador, sob distintas condições do PAC quanto a existência de pré-distorções de tensão, os impactos causados nas correntes nos terminais do gerador, efetivamente, se mostram de grande relevância. Os desempenhos obtidos mostraram, com clareza, que os níveis das correntes harmônicas encontradas não podem ser atribuídos tão somente à instalação eólica. Isto se deve, sobretudo, ao fato de que, sob a presença de pré-distorções no PAC, o arranjo elétrico, como um todo, se mostra constituído por duas fontes de harmônicos, uma advinda dos inversores eletrônicos que compõem o arranjo do aerogerador, e outra, presente no barramento de conexão. As correntes resultantes, naturalmente, seriam uma consequência da interação entre as mesmas e as impedâncias presentes na instalação.

Diante das argumentações supramencionadas, fica, pois, constatado que as variações encontradas entre os valores de correntes inicialmente adotados e aqueles efetivamente encontrada em campo se apresenta como um tema desafiador e merecedor de maiores considerações.

Esta afirmativa, naturalmente, se apresenta como assunto de grande relevância já que os níveis de correntes harmônicas, fornecidas e medidas, são as bases que norteiam os estudos de acesso, cujos resultados irão orientar para a autorização das novas instalações, medidas corretivas e outras ações que se fizerem necessárias nas etapas pré e pós comissionamento dos parques eólicos.

### Conclusões

Ainda que ao longo de cada capítulo tenha-se explorado as contribuições de cunho teórico e prático, considera-se essencial, neste momento, sintetizar os aspectos mais relevantes e conclusivos acerca dos trabalhos executados.

No Capítulo II foram apresentadas, de forma didática, as topologias existentes no mercado quanto às unidades de geração propriamente ditas. Dentre os tipos destacados, reconhece-se que os arranjos com maior difusão, quanto a sua aplicação presente e perspectivas futuras são os conhecidos aerogeradores do tipo DFIG e *Full Converter*. O primeiro empregando-se, por princípio, máquinas de indução com seus respectivos controles, e o segundo, através de geradores síncronos com transferência de potência via conversores eletrônicos para a interconexão com a rede elétrica local.

Ainda, em consonância com os objetivos principais desta dissertação, tomando por base os sistemas eólicos à base do conceito DFIG, foram também expostos os principais fatores de influência sobre o conteúdo harmônico produzido pelo sistema de conversão em pauta. Neste particular, atenção foi dada ao reconhecimento que as gerações de componentes harmônicas são atribuídas a duas origens básicas: os componentes espaciais produzidos pela estrutura construtiva e operacional das máquinas de indução e, ao emprego de um conversor eletrônico destinado ao controle das condições operacionais impostas ao rotor da máquina. Por fim, tomando por base os conversores CA-CC-CA, foram tecidas considerações sobre os fatores de influência que apresentaram potencialidade de alterar os conteúdos harmônicos das correntes tanto no que tange às suas ordens como também as magnitudes.

Na sequência, o Capítulo III foi focado na apresentação de uma síntese didática dos procedimentos estabelecidos pelos agentes reguladores, com destaque às diretrizes estabelecidas pela Nota Técnica 009/2016 – REV. 02 [8] do ONS. Esta regulamentação, como visto, encontra-se diretamente afeita a metodologias fundamentadas no domínio da frequência e na correlação entre injeções de correntes harmônicas pelas unidades de geração e aquelas advindas do ponto de conexão.

Nesta etapa não foram feitos quaisquer estudos senão, como dito, uma descrição didática do método de análise em prática no Brasil.

O Capítulo IV, por sua vez, foi dedicado a uma análise da interdependência física entre as correntes harmônicas produzidas nos terminais dos aerogeradores DFIG quando da conexão destas unidades à barramentos constituídos por tensões senoidais e distorcidas. Os procedimentos aqui praticados foram integralmente embasados nas diretrizes normativas do ONS, somado à imposição de condições operativas não-ideais ao PAC. Esta última análise, como sabido, não é considerada nos estudos de acesso nas fases preliminares nem nas avaliações pós-operação, visto que para ambas análises se admite que o PAC opera sob condições ideais.

Em consonância com o exposto, nesta fase da pesquisa, a ferramenta computacional empregada foi o programa HarmZs. Este foi inserida uma topologia e parametrização de um complexo eólico hipotético constituído por 100 aerogeradores, conectados a uma rede elétrica em 500 kV. Assim procedendo foram realizadas investigações diversas, que foram sintetizadas no corpo desta dissertação na forma de 8 situações operacionais, a saber: Caso 1 - PAC sem distorções e correntes injetadas fornecidas, num primeiro momento pelo fabricante (caso 1.1) e, posteriormente, as respectivas grandezas medidas (caso 1.2); Caso 2 – PAC com *background distortion* total de 1% utilizando as correntes do fabricante (caso 2.1) e medidas (caso 2.2); Caso 3, associado com um PAC com *background distortion* de 2% empregando-se as correntes do fabricante (caso 3.1) e medidas (caso 3.2); e por fim o Caso 4 – PAC com *background distortion* de 3% e correntes do fabricante (caso 4.1) e medidas (caso 4.2).

Os resultados assim obtidos evidenciaram com clareza a existência de grandes discrepâncias entre os níveis de distorções harmônicas previstos com o emprego das correntes fornecidas e as medidas. Visando esclarecer a motivação que teria levado a tais diferenças, uma das possibilidades foi atribuída à presença de pré-distorções junto ao barramento de conexão. Isto justificou os estudos subsequentes, para os quais foram inseridos diferentes níveis de pré-distorções ao PAC. Os resultados obtidos sob tais circunstâncias revelaram que, de fato, há expressivas alterações dos resultados para as distorções harmônicas totais e individuais no PAC, as quais foram influenciadas pela combinação dos dois efeitos contemplados nos estudos (aerogeradores injetando correntes harmônicas e a barra de conexão com pré-distorções). Diante do reconhecimento desta correlação de efeitos, houve por bem conduzir trabalhos adicionais, nos termos feitos no Capítulo V.

Nesta última etapa foram realizadas avaliações de caráter totalmente computacional, mudando-se a forma de análise e as metas traçadas. Desta feita foi empregado um software embasado em técnicas de modelagem no domínio do tempo, o qual, originalmente, ofereceu uma modelagem completa de uma unidade de geração DFIG. Esta representação, diferentemente das premissas utilizadas anteriormente, não se baseia na injeção de correntes harmônicas pelos aerogeradores, mas

sim, os considera na forma de sua estrutura física e de controle (vento, turbina, gerador de indução, controle eletrônico do rotor, etc.). Assim procedendo, as correntes harmônicas associadas à operação do complexo eólico não se dão através da adoção ou medição destas grandezas, mas uma análise através das tensões produzidas e respectivos circuitos equivalentes empregados até o ponto de acoplamento com a rede de conexão. Tal estrutura computacional foi implementada no programa *Simulink/Matlab*.

Dentro desta lógica investigativa, foram realizados 5 estudos de casos, sendo eles: Caso 1: PAC sem pré-distorções harmônicas de tensão; Casos 2.1 e 2.2 – PAC com DTHT de 1,5% com ângulos de 0° e 180°; e Casos 3.1 e 3.2 – PAC com DTHT de 3%, alterando-se os ângulos de defasagem das tensões harmônicas de 0° para 180°. Os desempenhos assim obtidos ratificaram as premissas postas de que, sob a ação de condições não ideais para o PAC, foram detectadas alterações relevantes no conteúdo espectral das correntes nos terminais dos aerogeradores.

Diante dessas argumentações, ressalta-se que os níveis das correntes harmônicas injetadas no PAC e responsáveis pelas respectivas distorções de tensão não podem ser atribuídos tão somente ao parque eólico. De fato, quando do acesso de novas instalações em redes contendo pré-distorções, as investigações conduzidas nesta dissertação apontaram para o fato de que, efetivamente, as distorções harmônicas totais e individuais devem ser atribuídos, inequivocamente, a uma interação das duas origens aqui tratadas. Portanto, as diferenças entre os bancos de dados que expressam as correntes harmônicas injetadas pelos aerogeradores mostram que as discrepâncias entre os dados do fabricante e as grandezas medidas não dependem exclusivamente das unidades de geração, mas também, das condições impostas pela rede de acesso.

Muito embora as atividades realizadas na pesquisa e sintetizadas nesta dissertação tenham apontado para o fato de que as premissas empregadas para os estudos de acesso devam ser criteriosamente consideradas quando da correção entre os resultados pré e pós comissionamento da instalação, inevitavelmente maiores investigações devem ser conduzidas afim de oferecer diretrizes seguras e confiáveis aos processos de análise. A exemplo de aspectos ainda merecedores de estudos ressaltam-se, dentre outros desafios, as seguintes indicações para pesquisas futuras:

- Validações experimentais das correlações entre os fenômenos ora contemplados e seus impactos sobre as correntes harmônicas empregadas para os estudos;
- Estabelecimento de métodos que conduzam a um compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas visando uma atribuição justa das obrigações associadas com os processos mitigatórios;
- Desenvolvimento e implementação de modelos computacionais de aerogeradores consonantes com os equipamentos fornecidos para o mercado nacional, visto que tais

arranjos topológicos, paramétricos e de controle não são prontamente disponibilizados;

- Obtenção de claras informações sobre as condições laboratoriais sob as quais foram realizados os testes que culminam no banco de dados fornecidos pelos fabricantes e, a partir de uma ampla discussão sobre as estratégias de ensaio, estabelecer requisitos básicos para a caracterização das correntes harmônicas produzidas pelas unidades aerogeradoras.

---

## Referências Bibliográficas

---

- [1] A.Reis, I.Nunes, R.Diniz “Performance Evaluation of Harmonic Current Summation Law Applying to the Wind and Photovoltaic Generation” IEEE Latin America Transactions, 2016 <https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7530425>
- [2] International Energy Agency, “Technology roadmap - Wind energy,” Technology Roadmap. 2013.
- [3] A. Reis, “Uma Contribuição para o Controle Operativo de Unidades Eólicas: Modelagem, Regulação de Tensão e Minimização das Distorções Harmônicas,” Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2015.
- [4] ABBEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica, “Números ABBEólica – Fevereiro de 2019”, 2019.
- [5] ABBEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica, “Boletim Anual”, 2019.
- [6] MOHSENI, M.; ISLAM, S. M. Review of international grid codes for wind power integration: Diversity technology and a case for global standard. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.16, n. 6, p. 3876-3890, 8//2012. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.039>
- [7] IEC/TR 61000-3-6, “Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 38: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems,” 2008.
- [8] ONS, NT 009/2016 - REV 02, “Instruções para a Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Novos Acessos à Rede Básica para Parques Eólicos, Solares e Consumidores Livres,” Rio de Janeiro, 2018.
- [9] C. F. Nascimento, E. H. Watanabe, O. Diene, A. B. Dietrich, A. Goedel, J. J. C. Gyselinck e R. F. S. Dias, “Analysis of Noncharacteristic Harmonics Generated by Voltage-Source Converters Operating Under Unbalanced Voltage,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 2, pp. 951-961, Apr. 2017. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2593684>
- [10] L. P. Moura, “Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas,” Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2017.
- [11] MATLAB & Simulink - MathWorks – Makers of MATLAB and Simulink , 2019
- [12] T. Ackermann, Wind Power in Power Systems, vol. 8. John Wiley & Sons, Ltd., 2005. <https://doi.org/10.1002/0470012684>
- [13] M. H. Ali, Wind Energy Systems: Solutions for Power Quality and Stabilization. CRC Press,2012.

- [14] F. Blaabjerg and Z. Chen, Power Electronics for Modern Wind Turbines, vol. 1, no. 1. Morgan & Claypool, 2006. <https://doi.org/10.2200/S00014ED1V01Y200602PEL001>
- [15] A. F. Bonelli” Modelagem e Simulação de Unidade Eólica para Estudos de Indicadores de Qualidade de Energia” Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2010.
- [16] S. Chakraborty, M. Simões, and W. Kramer, Power Electronics for Renewable and Distributed Energy Systems - A Sourcebook of Topologies, Control and Integration. Springer, 2013. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5104-3>
- [17] M. El-Sharkawi, Wind Energy - An Introduction. CRC Press, 2016. <https://doi.org/10.1201/b18363>
- [18] G. Michalke, “Variable Speed Wind Turbines - Modelling, Control, and Impact on Power Systems,” Technical University of Darmstadt, 2008.
- [19] V. Vittal and R. Ayyanar, Grid Integration and Dynamic Impact of Wind Energy. Springer, 2013. <https://doi.org/10.1007/978-1-4419-9323-6>
- [20] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, and S. Kouro, Power Conversion and Control of Wind Energy Systems. John Wiley & Sons, Ltd., 2011. <https://doi.org/10.1002/9781118029008>
- [21] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. John Wiley & Sons, Ltd., 2011. <https://doi.org/10.1002/9780470667057>
- [22] W. Kramer, S. Chakraborty, B. Kroposki, and H. Thomas, “Advanced Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems Part 1 : Systems and Topologies Advanced Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems Part 1 : Systems and Topologies,” 2008.
- [23] D. Anca, F. Iov, F. Blaabjerg, and L. H. Hansen, “Review of Contemporary Wind Turbine Concepts and their Market Penetration,” Wind Eng., vol. 28, no. 3, pp. 247–263, 2009.
- [24] E. Watanabe, F. K. Lima, and S. L. Lima, “The Challenges of Wind Turbines Technologies and their Possible Impacts on the Electric Distribution Network,” in Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos de Potência (SBSE), 2012, p. 16.
- [25] D. Anca and L. H. Hansen, “Market penetration of wind turbine concepts over the years,” Ewea, vol. 10, no. 1, pp. 81–97, 2006.
- [26] D. Anca and L. H. Hansen, “Wind turbine concept market penetration over 10 years (1995–2004),” Wind Energy, vol. 10, no. 1, pp. 81–97, Jan. 2007. <https://doi.org/10.1002/we.210>
- [27] AEMO, “Wind Turbine Plant Capabilities Report - 2013 Wind Integration Studies.” 2013.
- [28] Silas Yunghwa, Allan F. Cupertino, Victor F. Mendes e Selênio R. Silva. “Harmônicos em Sistemas Eólicos” Revista do Setor Elétrico , Junho de 2015.
- [29] P.C. SEM “Principles of Electric Power and Machines” Third Edition, pp. 260-266, Apr. 2012
- [30] A. Reis, L. Pains, J. C. Oliveira “Advanced Control and Optimization Paradigms for Wind Energy Systems – Chapter: Wind Turbines Integration into Power Systems: Advanced Control Strategy for Harmonics Mitigation” Fev. 2019. [https://doi.org/10.1007/978-981-13-5995-8\\_4](https://doi.org/10.1007/978-981-13-5995-8_4)
- [31] B. Wu, High-power converters and AC drives. Wiley, 2006. <https://doi.org/10.1002/0471773719>
- [32] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, Power Electronics, 2nd ed. John Wiley & Sons, INC., 1995.
- [33] M. H. Rashid, Power Electronics Handbook. Academic Press, 2001.

- [34] E. Acha, V. G. Agelidis, O. Anaya-Lara, and T. J. E. Miller, Power Electronic Control in Electrical Systems. Newnes Power Engineering Series, 2002. <https://doi.org/10.1016/B978-075065126-4/50006-7>
- [35] J. D. Irwin, The Power Electronics Handbook - Industrial Electronics Series. CRC Press, 2002.
- [36] B. K. Bose, Modern Power Electronics and AC Drives. Prentice Hall, 2002.
- [37] W. S. Júnior, “Asic para a Geração de Senóides com Frequência Variável Baseada em PWM,” Universidade Estadual de Campinas, 2002.
- [38] D. G. Holmes and T. A. Lipo, Pulse Width Modulation for Power Converters - Principles and Practice. John Wiley & Sons, INC., 2003. <https://doi.org/10.1109/9780470546284>
- [39] Seung-Gi Jeong and Min-Ho Park, “The analysis and compensation of dead-time effects in PWM inverters,” IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 38, no. 2, pp. 108–114, Apr. 1991. <https://doi.org/10.1109/41.88903>
- [40] R. C. Dodson, P. D. Evans, H. Tabatabaei Yazdi, and S. C. Harley, “Compensating for dead time degradation of PWM inverter waveforms,” IEE Proc. B Electr. Power Appl., vol. 137, no. 2, p.73, 1990. <https://doi.org/10.1049/ip-b.1990.0007>
- [41] ONS - Operador Nacional do Sistema, “Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de desempenho da Rede Básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes,” Procedimentos de Rede. 2011.
- [42] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica “Manual de Utilização do Programa HarmZs”, 2004.

## Apêndice I – Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Fabricante – Caso 1.1

DGERAIS  
FREQUENCIA 60  
SBASE 100  
DADOS PU  
INTERFACE PU  
METODOLOGIA YS  
IDBARRA NUMERO  
FIM

DGBT  
% Grupo Tensão(kV)  
1 500  
2 138  
3 34.5  
FIM

DARE  
% Area Nome  
58 "\*" AREA\*"  
FIM

DBAR  
% Num Nome Tensao Angulo Base Area  
5540 "B500" 1.07889998584727 -89.1267479670204 1 58  
30101 "B-500-2" 1 0 1 1  
30102 "B1-138" 1 0 2 1  
30103 "B2-138" 1 0 2 1  
25118 "B\_1\_34" 1 1 0 3 1  
25119 "B\_99\_34" 1 0 3 1  
25120 "B\_1\_34\_TESTE" 1 0 3 1  
25121 "B\_99\_34\_TESTE" 1 0 3 1  
FIM

DLIN  
% De Para Circ Est Resistencia Reatancia Suscep/Capac Comprimento PI Identificador  
30101 5540 1 1 0.0018314 0.0294976 3.2023226 1 1 0  
30103 30102 1 1 0.003568 0.0212463 0.0326 1 1 0  
25118 25120 1 1 0.00901 0.01581 0.00256 1 1 0  
25119 25121 1 1 9.10E-5 1.59E-4 2.58E-5 1 1 0  
FIM

## Apêndices

---

### DTR2

% De	Tensao_De	Ang_De	Para	Tensao_Para	Ang_Para	Resistencia	Reatancia
S_Base	Circ	Est	Identificador				
30102	1	0	30101	1	0	0.0021667	0.108333
1	0						100
25120	1	0	30103	1	0	0.0037333	0.186667
1	0						100
25121	1	0	30103	1	0	0.0037333	0.186667
1	0						100

### FIM

### DEQP

% De	Para	Circ	Est	Resistencia	Reatancia	Suscep/Capac	Lig
5540	0	1	1	0	0.666666666666667	0	s

### FIM

### DSRC

% 1 aerogeradores

% Barra Tipo Circ Est

25118 I 1 1

% Freq Modulo Angulo

120	0.0000184	0
180	0.0000092	0
240	0.0000069	0
300	3.68e-5	0
420	4.83e-5	0
780	9.2e-006	0
1620	6.9e-006	0
1920	6.9e-006	0
2700	6.9e-006	0
2940	9.2e-006	0

### FIMP

% 99 aerogeradores

% Barra Tipo Circ Est

25119 I 1 1

% Freq Modulo Angulo

120	0.001822	0
180	0.000920	0
240	0.000683	0
300	0.000980	0
420	0.001286	0
780	9.153e-005	0
1620	6.87e-005	0
1920	6.87e-005	0
2700	6.87e-005	0
2940	9.15e-005	0

### FIMP

### FIM

## Apêndice II – Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Fabricante – Caso 2.1

DGERAIS

.

.

DGBT

.

.  
DARE

.  
DBAR

.  
DLIN

.  
DTR2

.  
DEQP

.  
DSRC

% 1 aerogeradores -  
% Barra Tipo Circ Est  
25118 I 1 1

.  
9.2e-006 0

FIMP

% 99 aerogeradores  
% Barra Tipo Circ Est  
25119 I 1 1  
% Freq Modulo Angulo

.  
FIMP

% Barra Tipo Circ Est  
5540 I 1 1  
% Freq Modulo Angulo  
120 0.001 0  
180 0.03 0  
300 0.043 0  
420 0.043 0  
660 0.043 0  
780 0.049 0  
240 0.01 0  
360 0.001 0

FIMP

FIM

### Apêndice III – Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Fabricante – Caso 3.1

DGERAIS

DGBT

.  
.

DARE

.  
.

DBAR

.  
.

DLIN

.  
.

DTR2

.  
.

DEQP

.  
.

DSRC

% 1 aerogeradores  
% Barra Tipo Circ Est  
25118 I 1 1

.  
.  
.

9.2e-006 0

FIMP

% 99 aerogeradores  
% Barra Tipo Circ Est  
25119 I 1 1  
% Freq Modulo Angulo

.  
.  
.  
.

FIMP

% Barra Tipo Circ Est  
5540 I 1 1  
% Freq Modulo Angulo  
120 0.06 0  
180 0.06 0  
300 0.07 0  
420 0.072 0  
660 0.075 0  
780 0.07 0  
240 0.001 0  
360 0.001 0

FIMP

FIM

## Apêndice IV – Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Fabricante – Caso 4.1

DGERAIS

.

---

.  
DGBT

.  
DARE

.  
DBAR

.  
DLIN

.  
DTR2

.  
DEQP

.  
DSRC  
DSRC

% 1 aerogeradores  
% Barra Tipo Circ Est  
25118 I 1 1

.  
9.2e-006 0

FIMP

% 99 aerogeradores  
% Barra Tipo Circ Est  
25119 I 1 1

% Freq Modulo Angulo

.  
FIMP

% Barra Tipo Circ Est  
5540 I 1 1

% Freq Modulo Angulo

120 0.09 0

180 0.09 0

300 0.09 0

420 0.09 0

660 0.09 0

780 0.09 0

240 0.09 0

360 0.08 0

FIMP

FIM

---

## Apêndice V – Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Medições em Campo – Caso 1.2

DGERAIS

.

.

DGBT

.

.

DARE

.

.

DBAR

.

.

DLIN

.

.

DTR2

.

.

DEQP

.

.

DSRC

% 1 aerogerador

% Barra Tipo Circ Est

25118 I 1 1

% Freq Modulo Angulo

120 4.37E-5 0

180 2.14E-4 0

240 8.28e-5 0

300 2.44e-4 0

360 8.050e-5 0

420 1.451e-4 0

480 4.37e-5 0

540 2.530e-6 0

660 5.06e-5 0

780 4.14e-5 0

1020 2.07e-5 0

1140 2.76e-5 0

1260 1.38e-6 0

1320 2.07e-5 0

1380 3.68e-5 0

1440 2.30e-5 0

1500 3.22e-5 0

1560 4.60e-6 0

1800 5.06e-5 0

1860 2.53e-5 0

1920 4.83e-5 0

1980 4.60e-6 0

FIMP

% 99 aerogeradores

% Barra Tipo Circ Est

25119 I 1 1

%	Freq	Modulo	Angulo
	120	4.33E-3	0
	180	2.12E-2	0
	240	8.20E-3	0
	300	6.49E-3	0
	360	2.14E-3	0
	420	3.86E-3	0
	480	1.16E-3	0
	540	6.74E-4	0
	660	5.03E-4	0
	780	4.12E-4	0
	1020	2.06E-4	0
	1140	2.75E-4	0
	1260	1.37E-4	0
	1320	2.06E-4	0
	1380	3.66E-4	0
	1440	2.29E-4	0
	1500	3.20E-4	0
	1560	4.58E-5	0
	1800	5.03E-4	0
	1860	2.52E-4	0
	1920	4.81E-4	0
	1980	4.58E-5	0

FIMP

FIM

## **Apêndice VI – Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Medições em Campo – Caso 2.2**

DGERAIS

.

.

DGBT

.

.

DARE

.

.

DBAR

.

.

DLIN

.

.

DTR2

.

.

DEQP

.

.  
DSRC  
% 1 aerogerador  
.  
.  
% 99 aerogeradores  
.  
% Barra Tipo Circ Est  
5540 I 1 1  
% Freq Modulo Angulo  
120 0.001 0  
180 0.03 0  
300 0.043 0  
420 0.043 0  
660 0.043 0  
780 0.049 0  
240 0.01 0  
360 0.001 0  
FIMP  
FIM

## **Apêndice VII – Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Medições em Campo – Caso 3.2**

DGERAIS  
.  
.  
DGBT  
.  
.  
DARE  
.  
.  
DBAR  
.  
.  
DLIN  
.  
.  
DTR2  
.  
.  
DEQP  
.  
.  
DSRC  
% 1 aerogerador  
.  
.  
% 99 aerogeradores  
.  
% Barra Tipo Circ Est

---

5540 I 1 1			
%	Freq	Modulo	Angulo
	120	0.06	0
	180	0.06	0
	300	0.07	0
	420	0.072	0
	660	0.075	0
	780	0.07	0
	240	0.001	0
	360	0.001	0

FIMP  
FIM

## Apêndice VIII – Modelagem no HarmZs– Correntes Harmônicas via Medições em Campo – Caso 4.2

DGERAIS

.

.

DGBT

.

.

DARE

.

.

DBAR

.

.

DLIN

.

.

DTR2

.

.

DEQP

.

.

DSRC

DSRC

% 1 aerogerador

.

.

% 99 aerogeradores

.

.

% Barra Tipo Circ Est

5540 I 1 1			
%	Freq	Modulo	Angulo
	120	0.09	0
	180	0.09	0

## Apêndices

---

300	0.09	0
420	0.09	0
660	0.09	0
780	0.09	0
240	0.09	0
360	0.08	0

FIMP

FIM