

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
CAMPUS CURITIBA  
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA/ELETROTÉCNICA

DANIEL VALENTE DE OLIVEIRA  
MAYARA MIQUELETTI DE LIMA  
PEDRO AUGUSTHO BIASUZ BLOCK

ANÁLISE DE INDICADORES HARMÔNICOS DE UM COMPLEXO  
EÓLICO UTILIZANDO O MÉTODO DO LUGAR GEOMÉTRICO DAS  
ADMITÂNCIAS

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2014

DANIEL VALENTE DE OLIVEIRA  
MAYARA MIQUELETTI DE LIMA  
PEDRO AUGUSTHO BIASUZ BLOCK

ANÁLISE DE INDICADORES HARMÔNICOS DE UM COMPLEXO  
EÓLICO UTILIZANDO O MÉTODO DO LUGAR GEOMÉTRICO DAS  
ADMITÂNCIAS

Proposta de Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de TCC1, do curso de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. Joaquim Eloir Rocha, DSc.

Co-Orientador: Arthur Fernando Bonelli, MSc.

CURITIBA

2014

DANIEL VALENTE DE OLIVEIRA  
MAYARA MIQUELETTI DE LIMA  
PEDRO AUGUSTHO BIASUZ BLOCK

## ANÁLISE DE INDICADORES HARMÔNICOS DE UM COMPLEXO EÓLICO, UTILIZANDO O MÉTODO DO LUGAR GEOMÉTRICO DAS ADMITÂNCIAS

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 24 de Fevereiro de 2014.

---

Prof. Emerson Rigoni, Dr.  
Coordenador de Curso  
Engenharia Elétrica

---

Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Mestre  
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso  
de Engenharia Elétrica do DAELT

### ORIENTAÇÃO

---

Joaquim Eloir Rocha, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Orientador

---

Arthur Fernando Bonelli, Me.  
Universidade Federal de Uberlândia  
Co-Orientador

### BANCA EXAMINADORA

---

Joaquim Eloir Rocha, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Arthur Fernando Bonelli, Me.  
Universidade Federal de Uberlândia

---

Ednilson Soares Maciel, Me.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

## **AGRADECIMENTOS**

À Universidade Tecnológica Federal do Paraná ao possibilitar a evolução dos conhecimentos dos autores, além do crescimento pessoal através das experiências vivenciadas ao longo do curso de engenharia.

Ao professor Joaquim Eloir Rocha pelo exemplo de profissionalismo ao prestar a devida atenção, orientação e incentivo, necessários ao longo de toda a pesquisa.

Ao engenheiro e co-orientador Arthur Fernando Bonelli pelos inúmeros conhecimentos transmitidos, pelas explicações detalhadas, pela paciência e suporte fornecido durante todo o trabalho.

Ao Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC pela disponibilidade de informações necessárias ao desenvolvimento deste trabalho.

Aos familiares e amigos que forneceram apoio, incentivo e conforto durante o desenvolvimento desta pesquisa. Eles foram essenciais para a realização do feito.

## RESUMO

OLIVEIRA, Daniel V.; LIMA, Mayara M.; BLOCK, Pedro A.B. Análise de indicadores harmônicos de um complexo eólico utilizando o método do lugar geométrico das admitâncias. 131 f. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Industrial Elétrica – ênfase em Eletrotécnica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2014

A instalação de complexos de geração eólica no Brasil tem crescido significativamente nos últimos anos e, como consequência, muitos estudos relacionados ao impacto da inserção dessa nova tecnologia têm sido desenvolvidos. A conexão de um parque eólico ao sistema elétrico implica em preocupações no âmbito da qualidade de energia, devido à quantidade de componentes com características não lineares conectados à rede básica do sistema interligado nacional (SIN) que, conseqüentemente, modificam as características do mesmo.

O presente trabalho tem como foco a avaliação do impacto harmônico de um complexo eólico tendo em vista que a geração de correntes harmônicas é um fenômeno prejudicial ao sistema elétrico. A partir de medições de correntes harmônicas de aerogeradores reais, realizadas pelo LACTEC – Instituto de Tecnologia para o desenvolvimento, este estudo analisa o impacto harmônico de um complexo eólico dentro dos parâmetros máximos permitidos pelo Operador. Para tanto, é utilizado o método do lugar geométrico das admitâncias para a determinação de diagramas de envoltórios que permitam a análise do sistema considerando as características do complexo eólico e da rede básica. Para complementar a análise é apresentada uma comparação entre três diferentes métodos do lugar geométrico das admitâncias para o estudo de qualidade de energia, com o objetivo de analisar o impacto da escolha do diagrama de envoltório (setor circular, circunferência ou polígono discreto) nos resultados finais do estudo.

**Palavras-chave:** Complexo de geração eólica. Qualidade de energia. Impacto harmônico. Método do lugar geométrico das admitâncias.

## ABSTRACT

OLIVEIRA, Daniel V.; LIMA, Mayara M.; BLOCK, Pedro A.B. Harmonic analysis indicators of a Wind Complex using the method of Locus of Admittances. 131 f. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Industrial Elétrica – ênfase em Eletrotécnica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2014

Due the growing of the wind power generation installations in the Brazilian electric system during the last years, many studies about the impact of the inclusion of this new technology have been developed. The connection of a wind farm to the electric system implies concerns about the power quality because of the number of components with nonlinear characteristics connected to the electric system (SIN), which consequently modify its characteristics.

This work focuses on the evaluation of the harmonic impact of a wind farm since the generation of harmonic currents is a harmful phenomenon to the electrical system. Using real measurements, performed by LACTEC - Institute of Technology for the development, this paper analyzes the contents of harmonic distortion of wind farm complex parameters within the maximum allowed by the Operator. Considering the normative procedures established by ONS, the method of the locus of admittances to determine envelope diagrams enabling system analysis considering the characteristics of the wind farm and the basic system. Finally a comparative analyze between the three methods of the locus of admittances for the study of power quality has been developed, for the purpose of analyze the impact of the choice of envelope diagram (circular sector, circle or polygon discrete) in the study results.

**Key-words:** Complex wind generation. Power quality. Harmonic impact. Method of the locus of admittances.

## LISTA DE SIGLAS

ANAREDE	Análise de Redes em Regime Permanente
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CGE	Complexo de Geração Eólica
DHT	Distorção Harmônica de Tensão
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
LACTEC	Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento
LG	Lugar Geométrico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PROREDE	Procedimentos de Rede
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração
VTLD	Variação de Tensão de Longa Duração

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1– Diagrama de blocos da metodologia a ser aplicada no trabalho.....	22
Figura 2– Circuito equivalente de Norton visto do PAC.....	22
Figura 3 – Corrente distorcida por um resistor não linear.....	27
Figura 4 – (a) Topologia do retificar a diodo com filtro capacitivo de saída, (b) Forma de onda da tensão e da corrente de saída do retificador. ....	28
Figura 5– Decomposição de um sinal distorcido em componentes harmônicas .....	29
Figura 6 – Espectro harmônico de um sinal distorcido.....	30
Figura 7 – Conversor eletrônico trifásico.....	32
Figura 8 – Reatores de linha no lado AC e DC de um retificador.....	36
Figura 9– Filtro passivo.....	37
Figura 10 - Exemplo de aerogerador de eixo horizontal.....	44
Figura 11 - Componentes de um aerogerador de eixo horizontal .....	45
Figura 12 - Esquema elétrico de um gerador com velocidade variável que usa um conversor de frequência para o controle da frequência da geração elétrica .....	48
Figura 13 - Diagrama básico de um gerador com rotor a imã permanente .....	49
Figura 14 - Considerações sobre o tamanho dos geradores e suas principais aplicações .....	50
Figura 15 - Configuração de um sistema eólico isolado.....	51
Figura 16 - Parque Eólico da Prainha – Ceará.....	52
Figura 17 - Exemplo de ressonância série em um sistema eólico.....	56
Figura 18 - Exemplo de ressonância paralela em um sistema eólico.....	57
Figura 19 - Circuito equivalente de Norton visto do PAC .....	60
Figura 20 - Exemplo de lugar geométrico – setor circular .....	62
Figura 21 - Exemplo de lugar geométrico – diagrama circular .....	63
Figura 22 - Exemplo de lugar geométrico – polígono discreto .....	64
Figura 23 – Determinação geométrica de $Y_{min}(h)$ .....	65
Figura 24 – Exemplos relacionados à interface gráfica – HarmZs .....	68
Figura 25 - Layout do Complexo eólico.....	70
Figura 26 - Medidor de qualidade da energia Power Guia 440S da fabricante Dranetz BMI.....	71
Figura 27 - Exemplo de Medição da Corrente Harmônica em um Aerogerador.....	72



Figura 28 - Código DGERAIS do HarmZs .....	73
Figura 29 - Código DGBT do HarmZs .....	73
Figura 30 - Código DARE do HarmZs .....	74
Figura 31 - Código DBAR do HarmZs .....	74
Figura 32 - Código DLIN do HarmZs .....	75
Figura 33 - Código DTR2 do HarmZs .....	76
Figura 34 - Código DSRC do HarmZs .....	76
Figura 35 – Áreas promissoras para empreendimentos eólicos.....	80
Figura 36 – Localização do Complexo Eólico e Ponto de Interligação com o SIN. ...	81
Figura 37 – Ilustração dos tipos de barramentos encontrados no ANAREDE.....	82
Figura 38 – Exemplo dos dados de linhas de transmissão encontrados no ANAREDE.....	83
Figura 39 – Exemplo dos dados de transformadores encontrados no ANAREDE. ...	84
Figura 40 – Exemplo dos dados de carga encontrados no ANAREDE. ....	84
Figura 41 – Exemplo dos dados de geração encontrados no ANAREDE. ....	85
Figura 42 – Exemplo dos dados de bancos shunt encontrados no ANAREDE.....	86
Figura 43 – Representação do barramento da SE Ponta Grossa Norte - 138kV (código 830). ....	88
Figura 44 – Representação das vizinhanças do barramento 830. ....	90
Figura 45 – Ilustração parcial dos arquivos 2014.sav (Casos do Histórico) e 2014_LEVE.stb desenvolvidos.....	92
Figura 46 – Diagrama do algoritmo computacional desenvolvido .....	93
Figura 47 – Admitâncias plotadas no plano B x G.....	95
Figura 48 – Diagrama do setor circular traçado pelo algoritmo desenvolvido .....	97
Figura 49 – 1º e 2º passos da metodologia para traçar o diagrama da circunferência .....	98
Figura 50 – 3º passo da metodologia para traçar o diagrama da circunferência.....	99
Figura 51 – 4º passo da metodologia para traçar o diagrama da circunferência.....	99
Figura 52 – Diagrama da circunferência traçado pelo algoritmo desenvolvido .....	100
Figura 53 – 1º e 2º passos da metodologia para traçar o diagrama do polígono discreto.....	101
Figura 54 – 3º e 4º passos da metodologia para traçar o diagrama do polígono discreto.....	102
Figura 55 – Diagrama do polígono discreto traçado pelo algoritmo desenvolvido ..	102

Figura 56 – Traçado da admitância mínima determinada pelo algoritmo desenvolvido .....	104
Figura 57 – Determinação da admitância mínima para a 46 <sup>o</sup> ordem.....	111
Figura 58 – Determinação da admitância mínima para a 35 <sup>o</sup> ordem.....	113
Figura 59 - Traçado da mínima admitância sem a utilização de envoltório .....	114

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Evolução da Capacidade Instalada - Brasil.....	14
Gráfico 2 – Curva de magnetização de um transformador .....	31
Gráfico 3 – Espectro harmônico conversor de potência trifásico.....	33
Gráfico 4 – Vida útil de um transformador em função do nível de distorção harmônica de corrente .....	34
Gráfico 5 – Perda elétricas de um motor de indução trifásico em função do nível de distorção harmônica de tensão .....	34
Gráfico 6 - Capacidade eólica instalada no mundo 1996 – 2012 .....	41
Gráfico 7- Previsão de capacidade eólica instalada 2013 – 2017 .....	42
Gráfico 8 – Capacidade total instalada de energia eólica no Brasil até 2012.....	43
Gráfico 9 - Exemplo de análise da impedância em função da frequência de um sistema eólico.....	58
Gráfico 10 - Corrente x Ordem Harmônica do complexo Eólico.....	78
Gráfico 11 - Impedância (módulo) x Frequência (Hz).....	78
Gráfico 12 - Impedância (ângulo) x Frequência (Hz).....	79
Gráfico 13 - Impedâncias harmônicas via aplicação dos métodos (2 <sup>a</sup> à 25 <sup>a</sup> ordem harmônica) .....	106
Gráfico 14 - Impedâncias harmônicas via aplicação dos métodos (26 <sup>a</sup> à 50 <sup>a</sup> ordem harmônica) .....	107
Gráfico 15 - Distorção harmônica de tensão individual em porcentagem da tensão fundamental (2 <sup>a</sup> à 25 <sup>a</sup> ordem harmônica) .....	108
Gráfico 16 - Distorção harmônica de tensão individual em porcentagem da tensão fundamental (26 <sup>a</sup> à 50 <sup>a</sup> ordem harmônica) .....	109

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1– Limites individuais em porcentagem da tensão fundamental. ....	39
Tabela 2 – Limites globais inferiores de tensão em porcentagem da tensão fundamental.....	40
Tabela 3 - Relacionamento do impacto de tecnologias de aerogeradores nos parâmetros de qualidade de energia e fenômenos .....	53
Tabela 4 – Potência instalada CGE modelado.....	69
Tabela 5 – Relação dos casos de contingências definidos .....	91
Tabela 6 – Distorção de Tensão Harmônica Total DTHT(%) .....	110
Tabela 7 – Mínima admitância determinada para a 46 <sup>o</sup> ordem .....	111
Tabela 8 – Mínima admitância determinada para a 35 <sup>o</sup> ordem .....	113
Tabela 9 - Impedâncias Percentuais - Método do Lugar geométrico .....	115

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	14
1.1	TEMA .....	15
1.1.1	Delimitação do Tema.....	15
1.2	PROBLEMA E PREMISSAS .....	16
1.3	OBJETIVOS .....	17
1.3.1	Objetivo Geral.....	17
1.3.2	Objetivos Específicos .....	17
1.4	JUSTIFICATIVA .....	18
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS .....	20
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	23
2	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA .....	25
2.1	INTRODUÇÃO .....	25
2.2	Principais distúrbios associados à qualidade de energia elétrica .....	26
2.3	Harmônicos .....	26
2.3.1	Descrição do fenômeno da distorção harmônica.....	27
2.3.2	Fontes de harmônicos .....	30
2.3.3	Efeitos dos harmônicos .....	33
2.3.4	Mitigação de Harmônicos .....	36
2.3.5	Indicadores e limites de harmônicos – PROREDE Submódulo 2.8.....	37
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	40
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA GERAÇÃO EÓLICA .....	41
3.1	INTRODUÇÃO .....	41
3.1.1	Cenário Mundial da Energia Eólica .....	41
3.2	AEROGERADORES .....	43
3.2.1	Equipamentos utilizados.....	43
3.2.2	Principais topologias.....	46
3.3	TIPOS DE CONEXÃO .....	50
3.3.1	Sistemas Isolados .....	51
3.3.2	Sistemas Híbridos .....	51
3.3.3	Sistemas conectados à rede .....	52
3.4	Problemas Causados na Qualidade de energia elétrica por complexos eólicos conectados à rede elétrica .....	53

3.4.1	Harmônicos em sistemas de geração eólica .....	54
3.4.2	Estudos do potencial harmônico de sistemas de geração eólica .....	55
3.4.3	O método do Lugar Geométrico das Admitâncias .....	59
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	66
4	CIRCUITO EQUIVALENTE DE NORTON VISTO DO PAC .....	68
4.1	APRESENTAÇÃO HARMZS .....	68
4.2	LAYOUT DO COMPLEXO EÓLICO .....	69
4.3	MEDIÇÕES DAS CORRENTES HARMÔNICAS .....	71
4.4	MODELAGEM DO COMPLEXO EÓLICO .....	72
4.5	EQUIVALENTE DE NORTON COMPLEXO EÓLICO .....	77
4.6	LOCAL DE INSTALAÇÃO DO COMPLEXO EÓLICO MODELADO.....	79
4.7	MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA BÁSICA DO SIN .....	81
4.7.1	Componentes da Rede Elétrica.....	82
4.7.2	Modelagem e Características da Rede Básica do SIN.....	86
4.7.3	Definição de contingência .....	89
4.7.4	Simulação de casos de contingência na rede básica do SIN .....	89
5	DESENVOLVIMENTO DE ALGORITMO COMPUTACIONAL PARA DETERMINAÇÃO DOS LUGARES GEOMÉTRICOS .....	93
5.1	INTRODUÇÃO .....	93
5.2	CARREGAMENTO DOS PARÂMETROS DE ENTRADA .....	94
5.3	DETERMINAÇÃO DO LUGAR GEOMÉTRICO.....	95
5.3.1	Setor Circular.....	96
5.3.2	Circunferência .....	97
5.3.3	Polígono Discreto .....	100
5.4	CÁLCULO DA MÍNIMA ADMITÂNCIA.....	103
6	APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS .....	105
6.1	CÁLCULO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS DE TENSÃO.....	105
6.2	ANÁLISE DE FREQUÊNCIAS REPRESENTATIVAS.....	110
6.3	ANÁLISE GLOBAL DOS DIAGRAMAS ENVOLTÓRIOS .....	114
7	CONCLUSÃO.....	117
7.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	119
8	REFERÊNCIAS .....	120
9	APENDICE A – CORRENTES HARMÔNICAS MEDIDAS EM CAMPO	125

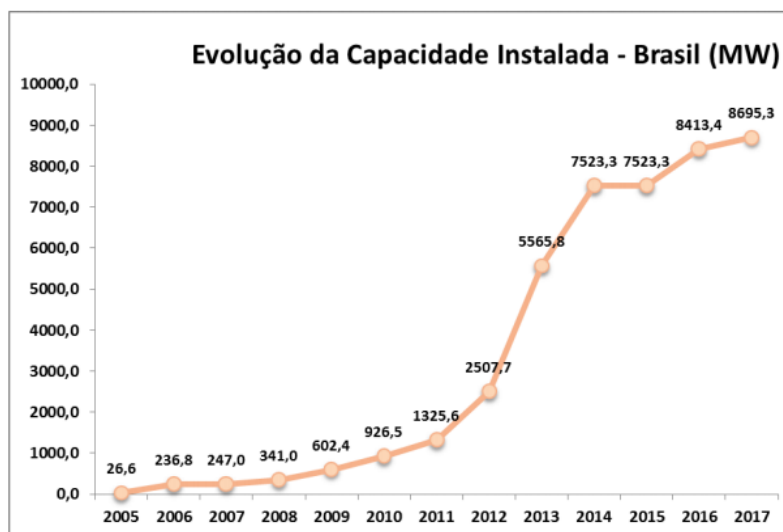
10	APENDICE B – DISTORÇÕES HARMÔNICAS DE TENSÃO RESULTANTES DOS DIFERENTES MÉTODOS DE DIAGRAMAS ENVOLTÓRIOS.....	131
----	---	-----

## 1 INTRODUÇÃO

Em 2005, o Brasil possuía uma participação limitada de geração de energia elétrica por fontes eólicas, com uma potência instalada de apenas 29 MW. Com os incentivos do PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica) e ainda os leilões do governo Federal, o país avançou significativamente em relação à geração de energia sustentável, hoje liderada pela China e seguida pelos Estados Unidos. (MAURO, 2012, p. 34)

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi criado em 2004, com o objetivo de incentivar a participação de fonte eólica, biomassa e PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), mesmo considerando os custos elevados dessas fontes na época. A diversificação da matriz energética brasileira busca aumentar a confiabilidade de fornecimento de energia, além de permitir o desenvolvimento de potenciais regionais e locais. (CASTRO, 2011, p. 52)

No Brasil, em termos de energia renovável, a eólica hoje representa pouco mais de 1% da matriz. Apesar do valor pouco significativo, ela representa 30% do total de empreendimentos outorgados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e ainda em fase de projeto com 6 GW de capacidade. O Gráfico 1 demonstra a evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil, considerando dados referentes à Janeiro de 2013.



**Gráfico 1 – Evolução da Capacidade Instalada - Brasil**

Fonte: ABEEólica, 2013, p.2



## 1.1 TEMA

### 1.1.1 Delimitação do Tema

A preocupação com a qualidade de energia elétrica relacionada à geração eólica inicia-se a partir do momento em que se analisa a conexão de um parque eólico ao sistema elétrico. Estudos de harmônicos de um complexo eólico se fazem necessários devido ao aumento do número de componentes com características não lineares conectados ao sistema que, conseqüentemente, modificam as características do mesmo. (PATEL et al., 2010)

Uma prática recomendável, quando o sistema possui predominantemente elementos não lineares, é a elaboração de um estudo de harmônicos do parque. O aumento de dispositivos de eletrônica de potência em complexos eólicos passou a ser discutido, pois eles podem afetar outros equipamentos conectados ao sistema. (HASAN et al., 2011, p. 2467-2474)

A presença de harmônicos em um sistema de potência pode ocasionar efeitos indesejados criando uma série de problemas de difícil diagnóstico tais como: excitação de correntes ou tensões ressonantes entre indutâncias e capacitâncias, aparecimento de vibrações e ruído em máquinas rotativas, sobreaquecimento de núcleos ferromagnéticos, sobreaquecimento de capacitores, erro de medição de grandezas elétricas, erro de controle de conversores, erro de atuação da proteção, interferências e ruídos eletromagnéticos (DECKMANN, p.14-15).

Os Procedimentos de Rede em seu Submódulo 2.8 do ONS (ONS..., 2011) englobam o nível máximo de distorção harmônica de tensão possível no sistema brasileiro. Tais limites devem ser obedecidos rigorosamente e foram determinados agregando-se à experiência de diversos países e estudos harmônicos realizados nos últimos anos por grandes empresas do sistema elétrico brasileiro.

Os principais guias internacionais vigentes e as referências nacionais são:

- Guia IEEE Std 519-1992
- Norma IEC 61000

- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST
- Procedimento de Rede – Submódulo 2.8

Tendo em vista as preocupações relacionadas à geração de correntes harmônicas por fontes eólicas no novo cenário do sistema elétrico nacional, o presente trabalho tem como objetivo analisar os impactos de um complexo de geração eólica no sistema interligado nacional no que diz respeito à qualidade de energia elétrica. Esta análise será elaborada através de medições reais de um complexo eólico de grande porte, disponibilizadas pelo Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento-LACTEC, que foram executadas para atender as exigências impostas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), publicada no Submódulo 2.8 relacionado ao acesso e integração de novas instalações a rede básica.

## **1.2 PROBLEMA E PREMISSAS**

A preocupação com a qualidade de energia, no âmbito da geração de energia eólica, está diretamente relacionada ao aumento da participação desta fonte na matriz energética brasileira. A conexão de complexos eólicos na rede, considerando a característica não linear dos dispositivos eletrônicos que constituem o parque, acarreta a injeção de harmônicos no sistema que podem danificar equipamentos acoplados ao mesmo.

Considerando uma série de problemas que essas correntes harmônicas podem causar no sistema e ainda, a exigência do ONS através dos Procedimentos de Rede em seu Submódulo 2.8 que aborda o nível máximo de distorção harmônica de tensão possível em um sistema brasileiro, viu-se a possibilidade da elaboração de um estudo de harmônicos em um complexo eólico. Para tanto, será utilizado o procedimento de realização de estudos harmônicos para sistemas não lineares, elaborado pelo ONS (ONS RE 2.1 057/2008..., 2010). O estudo será baseado em medições reais de aerogeradores conectados à rede e abordará, através do método do lugar Geométrico, a análise de admitâncias harmônicas, avaliando diferentes

formas de determinar o lugar geométrico para a classificação quanto à injeção de harmônicos no PAC (Ponto de Acoplamento Comum) do complexo eólico.

As principais premissas que fornecem subsídios para o desenvolvimento deste trabalho são: o aumento da injeção de harmônicos no sistema elétrico brasileiro, a exigência do estudo de harmônicos de acordo com Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede do ONS, e a produção acadêmica vinculada à área, fornecerão subsídios para o desenvolvimento desse trabalho.

### **1.3 OBJETIVOS**

#### **1.3.1 Objetivo Geral**

Analisar o impacto harmônico de um complexo de geração eólica sob a rede básica do sistema interligado nacional, através de diferentes métodos de determinação do lugar geométrico das admitâncias.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Realizar estudos relativos à qualidade de energia elétrica, caracterizando seus indicadores, problemas e impactos relacionados à má qualidade de energia elétrica para a rede do sistema, tendo como foco principal as distorções harmônicas.
- Realizar estudos relativos à geração de energia eólica, apresentando seu histórico, características, funcionamento e problemas relacionados à qualidade de energia elétrica.
- Levantar e estratificar os dados de medições realizadas pelo LACTEC, em aerogeradores instalados em um complexo eólico conectado à rede básica do SIN;

- Modelar um complexo eólico com características reais no *software* HarmZs, disponibilizado pelo LACTEC, a partir dos dados fornecidos pelo próprio;
- Obter a partir do ONS as informações disponíveis relativas à rede elétrica, para diferentes contingências, e modelar a rede do SIN no *software* HarmZs;
- Desenvolver um programa de análise computacional no *software* Matlab a fim de obter a máxima distorção harmônica no PAC, através do método do lugar geométrico das admitâncias harmônicas, considerando diferentes métodos para traçar o diagrama;
- Avaliar o impacto harmônico do complexo eólico modelado no SIN, bem como comparar os resultados obtidos com os diferentes métodos de determinação do diagrama do lugar geométrico.

#### 1.4 JUSTIFICATIVA

Ao analisar o panorama atual, referente à geração de energia no Brasil divulgado pela ANEEL, constata-se um considerável aumento de empreendimentos em construção no país. Ademais, é possível prever um crescimento futuro dos CGEs (Complexo de Geração Eólica) quando, através do BIG<sup>1</sup> fornecido pela ANEEL, observa-se a porcentagem de potência outorgada entre os anos de 1998 a 2012 para este tipo de empreendimento. Com base nestas informações, e no fato da geração de energia eólica estar fortemente vinculada à geração de distorções harmônicas danosas à rede básica, adverte-se sobre a notável importância de uma análise minuciosa da qualidade da energia elétrica provida por este tipo de geração.

Quando comparada a outros tipos de usinas geradoras de energia, a conexão de uma central de geração de energia eólica está diretamente relacionada à injeção de correntes harmônicas indesejadas na rede elétrica do SIN (Sistema Interligado Nacional). Tais correntes são produzidas por fontes não lineares, podendo interagir adversamente com diversos equipamentos do sistema de potência, causando perdas adicionais, superaquecimento e sobrecarga no sistema. Estas correntes harmônicas podem também causar interferência em linhas de telecomunicações e

---

<sup>1</sup> BIG – Banco de Informações de Geração criado pela ANEEL para divulgar uma série de dados que a Agência reúne sobre o parque gerador brasileiro. (ANEEL, 2013)

erros em medidores de potência. (DUGAN et al., 2002, p. 209-210) Este fato ocorre principalmente devido a ampla utilização de inversores de frequência conectados aos aerogeradores, presentes neste tipo de usina. Logo, a injeção de correntes harmônicas na rede elétrica provoca efeitos severamente danosos que, dependendo da intensidade, podem ocasionar problemas como:

- Sobreaquecimento dos cabos da rede elétrica e do parque eólico, acarretando em danos nas propriedades elétricas e mecânicas dos condutores;
- Danos térmicos e mecânicos em transformadores da rede elétrica, alterando suas características de operação com relação à tensão, corrente e potência nominais;
- Materiais e equipamentos conectados à rede elétrica, como capacitores e motores, que operando em situações inadequadas para seu uso, podem resultar em danos, falhas e mau funcionamento dos mesmos.

A análise proposta na seção 1.3.1 do presente trabalho possibilita a avaliação das distorções harmônicas geradas por complexos eólicos, a verificação da conformidade das mesmas perante a exigência da norma nacional e a recomendação de melhorias para a redução dessas distorções, se houver necessidade. Além disso, o ONS declara a obrigatoriedade do estudo de QEE (Qualidade de Energia Elétrica) para novos acessos eólicos à rede básica. Por fim, deve-se salientar que a análise proposta auxilia significativamente no comissionamento de parques eólicos.

O desenvolvimento da análise proposta também permitirá um amplo ganho de conhecimento técnico para os autores da mesma, além de prover benefícios científicos à sociedade ao visar à melhoria da QEE gerada por CGEs. Através da aplicação da metodologia inerente ao estudo, detalhada na seção 1.5, será possível agregar conhecimentos específicos relativos à geração de energia eólica e às distorções harmônicas provenientes da CGEs, além da compreensão da aplicação de indicadores da qualidade de energia elétrica em unidades geradoras de energia, a fim de solucionar o problema proposto.

## 1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

De acordo com o tema e os objetivos propostos, serão utilizados os dados de medições realizadas em aerogeradores pelo LACTEC para a realização dos estudos referentes à geração de distorções harmônicas por aerogeradores conectados à rede elétrica. Estas medições foram executadas em um complexo eólico de grande porte atendendo a determinação do ONS, publicada no Submódulo 2.8, no que diz respeito ao acesso e integração de novas instalações a rede básica. Para o desenvolvimento do presente trabalho serão utilizadas as medições realizadas nos aerogeradores individualmente a fim de avaliar as correntes harmônicas geradas por máquina e, posteriormente simular o efeito de diversos aerogeradores conectados à rede elétrica, representado um complexo eólico real.

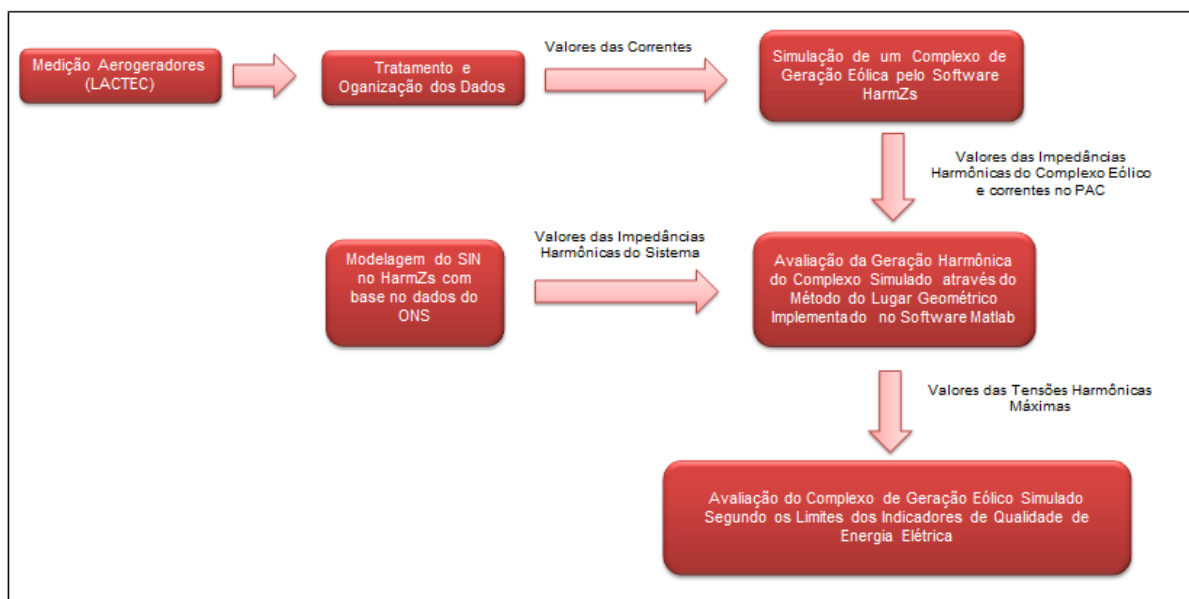
Em posse dos dados das medições realizadas nas torres eólicas estudadas será realizado o tratamento destes dados para melhor representar os valores de distorções harmônicas geradas por cada máquina, os quais serão apresentados em forma de gráficos e tabelas.

A próxima etapa deste estudo consiste na simulação do complexo eólico modelado baseado nas medições realizadas pelo LACTEC. Para esta simulação além dos dados referentes às medições realizadas nos aerogeradores também serão utilizados dados das linhas de transmissão e transformadores a fim de simular um complexo eólico com o máximo de características reais. As simulações serão realizadas no *software* HarmZs e servirão para avaliar os valores de impedâncias e correntes harmônicas de Norton no PAC do complexo eólico simulado.

Cabe ressaltar que, a partir das medições, para obter resultados mais confiáveis, foi escolhida a metodologia do lugar geométrico das admitâncias para avaliar o efeito das impedâncias e correntes harmônicas do complexo eólico na rede do SIN. O método do lugar geométrico considera o estado da rede para diferentes anos, níveis de carga e contingências, possibilitando assim a análise das admitâncias harmônicas de um CGE em condições não contempladas em campanhas de medições. Outra vantagem do método proposto é a consideração de incertezas de medições e dos modelos adotados, representando assim uma metodologia confiável para a análise proposta. (COSTA, 2012, p.1)

Para a realização do estudo do lugar geométrico das admitâncias faz-se necessária a determinação de um diagrama envoltório que englobe todas as admitâncias estudadas. O método utilizado para determinação deste diagrama pode afetar consideravelmente os resultados finais do estudo, uma vez que a admitância resultante é calculado entre a admitância do complexo eólico e o diagrama traçado. Em (ONS RE 2.1 057/2008... , 2010) afirma-se que para a representação do LG são tradicionalmente escolhidos círculos, setores anulares, polígonos, áreas limitadas por retas e arcos de circunferências, não deixando claro o método a ser utilizado. Arrilaga e Watson (2003, p. 225-228) apresentam três métodos distintos para traçar o diagrama do LG, sendo que este serão implementados no presente trabalho a fim de comparar o impacto da utilização dos diferentes métodos no resultado final do impacto harmônico de um complexo eólico.

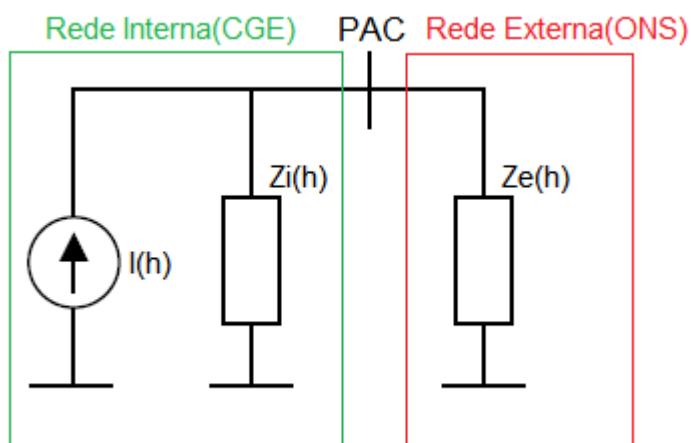
Para a implementação do método do lugar geométrico das admitâncias será desenvolvido um código em Matlab cujos parâmetros de entrada serão os valores das impedâncias harmônicas da rede externa ao CGE fornecidos pelo ONS, e os valores de impedâncias e correntes harmônicas do CGE vistas a partir do PAC. Em posse destes dados o programa calculará, através das diferentes metodologias do lugar geométrico das admitâncias, o valor da tensão harmônica máxima gerada pelo CGE no PAC para cada uma das ordens harmônicas estudadas (Figura 1). Este valor apresenta-se de grande valia a fim de verificar a conformidade de um acessante a rede elétrica básica, no que diz respeito aos limites de distorções harmônicas injetadas na rede do SIN. Estes limites são apresentados em normas específicas e podem variar dependendo do país, ou órgão regulamentador.



**Figura 1– Diagrama de blocos da metodologia a ser aplicada no trabalho**

**Fonte: Autoria Própria**

Através da metodologia acima apresentada é possível quantificar o efeito da injeção de correntes harmônicas nas tensões do sistema. Os valores de tensão harmônica são caracterizados pelo valor de corrente harmônica injetada pelo complexo eólico, e pelos valores da impedância harmônica equivalente da rede básica e do complexo eólico. Este fato pode ser representado através do equivalente de Norton no PAC, conforme ilustrado na Figura 2. (COSTA, 2012, p.2)



**Figura 2– Circuito equivalente de Norton visto do PAC**

**Fonte: Autoria Própria**

Os resultados obtidos através da realização dos estudos supracitados serão comparados com os limites de conformidade apresentados por diferentes normas



nacionais e internacionais. Portanto, através da metodologia apresentada neste trabalho será possível verificar o nível de harmônicos injetados na rede do SIN por CGEs de grande porte simulados com características reais. Também será possível avaliar o impacto da utilização de diferentes métodos de determinação do envoltório do LG nos resultados finais da metodologia indicada pelo ONS para avaliação de novos acessantes a rede elétrica.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho é dividido em 7 capítulos, os quais contemplam os objetivos descritos no capítulo 1.3 deste trabalho.

O capítulo 1 constitui a introdução do trabalho contendo a apresentação da proposta, definição do tema, objetivos e motivação para o desenvolvimento do trabalho.

No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica acerca da qualidade de energia elétrica, conceitos, indicadores, regulamentação, e condições para novos acessos a rede básica, com foco principal nas distorções harmônicas.

No capítulo 3 é exibida a fundamentação teórica necessária para o desenvolvimento do trabalho no que diz respeito à geração de energia eólica. São apresentadas as principais características de um sistema de geração eólica, topologias, histórico e os problemas, referentes à qualidade de energia elétrica, e por fim as metodologias de realização dos estudos do impacto harmônico de complexos de geração eólica na rede elétrica.

O capítulo 4 contempla as etapas de modelagem tanto do complexo eólico, quanto do SIN no *software* HarmZs além de apresentar as premissas do estudo, a modelagem realizada, os dados utilizados e os resultados alcançados.

No capítulo 5 é apresentada a etapa do desenvolvimento do algoritmo computacional em Matlab para realização do estudo do lugar geométrico das admitâncias. São apresentados os diferentes métodos implementados para determinação do diagrama, estrutura do algoritmo, bem como resultados do mesmo.

No capítulo 6 são apresentados os resultados do estudo realizado, onde é possível observar tanto a eficácia da metodologia utilizada para determinação do

impacto harmônico do CGE modelado, quanto o impacto da utilização dos diferentes métodos de determinação do LG.

No capítulo 7 serão apresentadas as considerações finais do presente estudo, tendo como base os resultados alcançados e apresentados no capítulo 6.

## 2 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

### 2.1 INTRODUÇÃO

A crescente preocupação no que se refere à qualidade da energia elétrica é facilmente observada atualmente, tanto por parte das concessionárias de energia elétrica como por parte dos consumidores finais. Segundo Dugan et al. (2002), existem quatro principais motivos para esta conjuntura:

- A crescente utilização de equipamentos micro processados e dispositivos eletrônicos, os quais são mais sensíveis a variações na qualidade da energia elétrica;
- A ênfase cada vez maior na eficiência energética que faz com que cresçam os investimentos em equipamentos de alta eficiência, principalmente dispositivos que utilizam a eletrônica de potência. Este fato resulta em um considerável aumento da injeção de harmônicos no sistema elétrico;
- Os consumidores finais estão cada vez mais exigentes acerca dos problemas de qualidade da energia elétrica, como afundamentos e sobre tensões, transitórios e interrupções de energia;
- O sistema elétrico está mais complexo, com diferentes sistemas interconectados. Este fato faz com que a falha de um componente do sistema tenha consequências mais pronunciadas.

Não obstante, a sociedade brasileira tem aumentado suas exigências quanto à melhoria da qualidade de energia elétrica. Um fator determinante para este crescimento é o estabelecimento de um novo modelo comercial competitivo. Devido a este novo modelo, o termo qualidade de energia elétrica não se refere mais somente à continuidade no fornecimento de energia, mas sim a qualidade do produto fornecido, considerando-se que cada vez mais o

consumidor busca energia de melhor qualidade com os menores custos. (DECKMANN..., 2013).

## **2.2 PRINCIPAIS DISTÚRBIOS ASSOCIADOS À QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA**

No que diz respeito à qualidade de energia elétrica, pode-se citar como principais distúrbios:

- Tensão em regime permanente;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variações de tensão de curta duração;
- Variação de frequência.

Salienta-se que a presente pesquisa enfatizará a descrição de fenômenos harmônicos, uma vez que a compreensão do mesmo se faz necessário para o desenvolvimento deste trabalho.

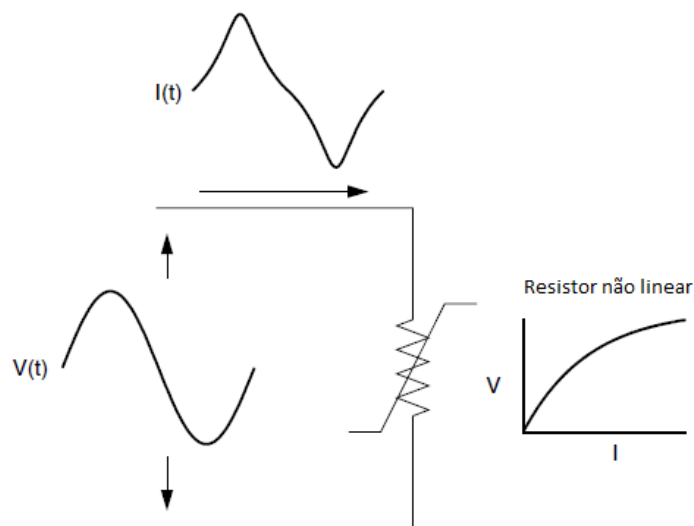
## **2.3 HARMÔNICOS**

Idealmente, as formas de onda de tensão e de corrente do sistema elétrico são puramente senoidais. Porém, na prática isto não acontece em decorrência da conexão de cargas com características de tensão ou de corrente não linear, as quais são as principais causadoras de distorções harmônicas no sistema.

Atualmente, grande parte das cargas industriais, comerciais e residenciais possuem características não lineares, fazendo com que os níveis de distorção na rede elétrica se apresentem como um dos principais problemas no âmbito da qualidade da energia elétrica (BAGGINI..., 2008).

### 2.3.1 Descrição do fenômeno da distorção harmônica

Ao mesmo tempo em que proporcionam eficiência elétrica e flexibilidade, os dispositivos de eletrônica de potência, atualmente muito utilizados (como os inversores de frequência e os conversores de frequência), podem gerar deformações nas formas de onda das tensões e correntes nas quais operam, ou ainda, serem afetados pela sensibilidade a tais fenômenos. Estas deformações, desenvolvidas por cargas não lineares do sistema são denominadas como distorções harmônicas. Cargas não lineares são aquelas nas quais a corrente não é proporcional à tensão aplicada sob a mesma (DUGAN et al., 2002). Esta característica pode ser observada na Figura 3, na qual um resistor não linear é alimentado por uma tensão perfeitamente senoidal. A corrente resultante é distorcida devido a não linearidade da relação tensão-corrente do resistor, ou seja, para uma pequena variação na magnitude da tensão ocorre uma grande variação na magnitude da corrente.

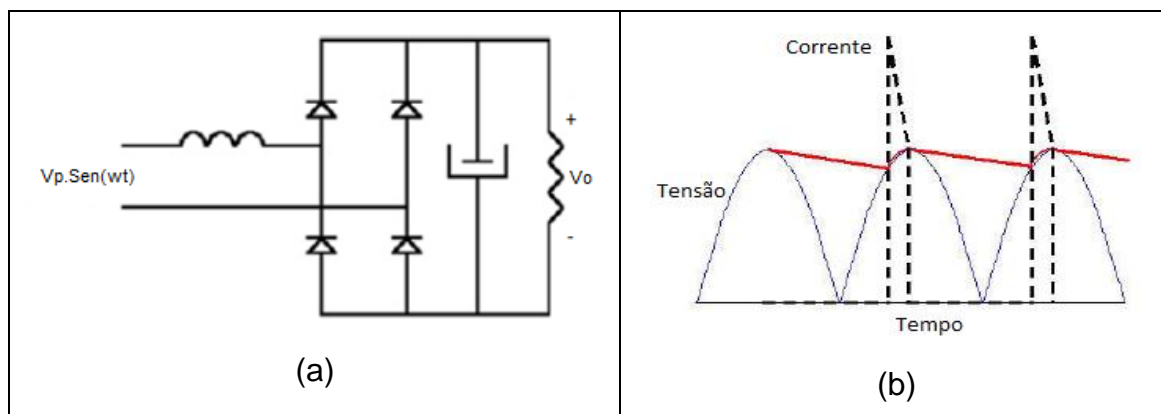


**Figura 3 – Corrente distorcida por um resistor não linear**

Fonte: Adaptado de Dugan et al. (2002).

Outro exemplo do efeito de cargas não lineares nas formas de onda do sistema é um retificador a diodo com filtro capacitivo na saída, apresentado na Figura 4 (a). Nesta topologia de retificador a corrente somente circula na carga

quando a tensão instantânea de alimentação é maior que a tensão do capacitor. Devido a esta característica, a corrente que circula neste dispositivo possui uma forma pulsada, portanto não senoidal apresentada na Figura 4 (b). (ROCHA..., 2012)



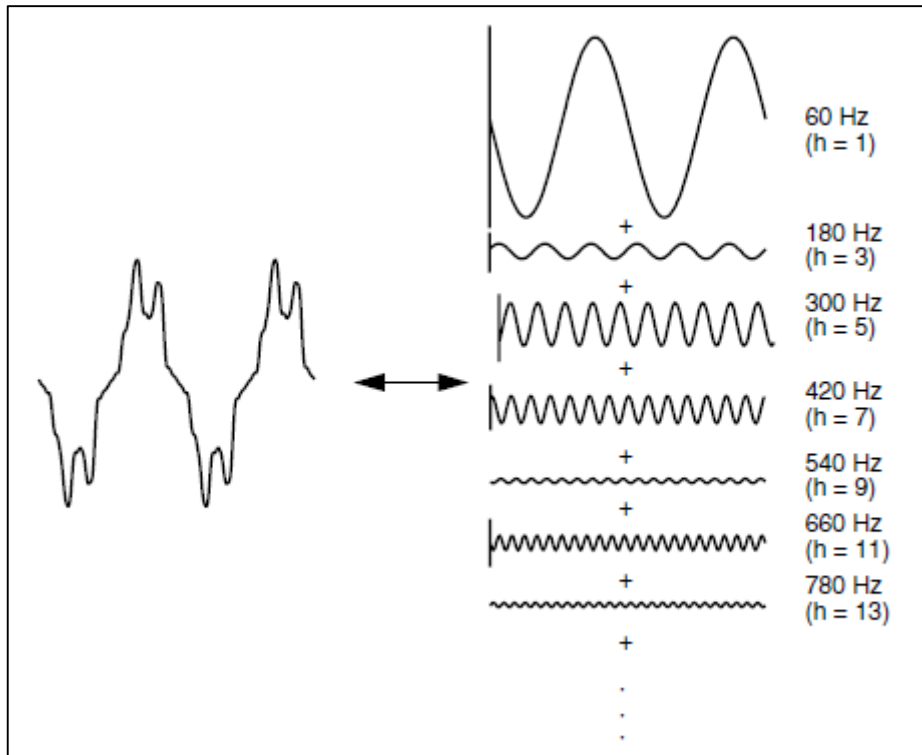
**Figura 4 – (a) Topologia do retificar a diodo com filtro capacitivo de saída, (b) Forma de onda da tensão e da corrente de saída do retificador.**

**Fonte: Adaptado de (ROCHA..., 2012).**

Bem como os exemplos mencionados, existem diversas outras cargas com características não lineares que causam distorções nas formas de onda do sistema, dentre as quais se destacam: fornos elétricos a arco, lâmpadas fluorescentes, máquinas elétricas, transformadores e dispositivos de eletrônica de potência. (ARRILAGA; WATSON, 2003, p. 60)

A fim de quantificar as distorções na forma de onda de tensão e/ou corrente faz se uso da transformada de Fourier; uma ferramenta matemática que permite tratar o sinal distorcido em componentes harmônicas de frequência independentes e a distorção total como sendo a superposição das várias componentes constituintes do sinal distorcido (DUGAN et al., 2002, p. 169).

Na Figura 5 é apresentada a decomposição de um sinal em várias componentes harmônicas, utilizando a série de Fourier. Este sinal distorcido possui frequência fundamental de 60Hz, e foi decomposto em mais ordens harmônicas ímpares.



**Figura 5– Decomposição de um sinal distorcido em componentes harmônicas**

**Fonte: Adaptado de Dugan et al. (2002).**

Outra maneira de analisar a decomposição de um sinal distorcido em diferentes componentes harmônicas é através do espectro de frequência do mesmo. Esta forma de apresentação é largamente utilizada em estudos de qualidade de energia por permitir avaliar o impacto em magnitude de cada

componente harmônica dentre todas harmônicas que compõem o sinal. A

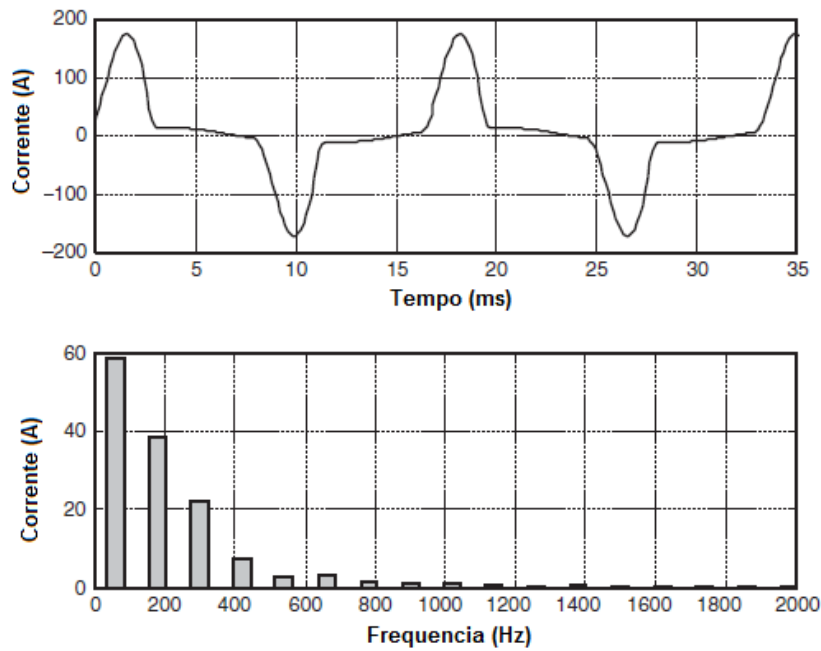
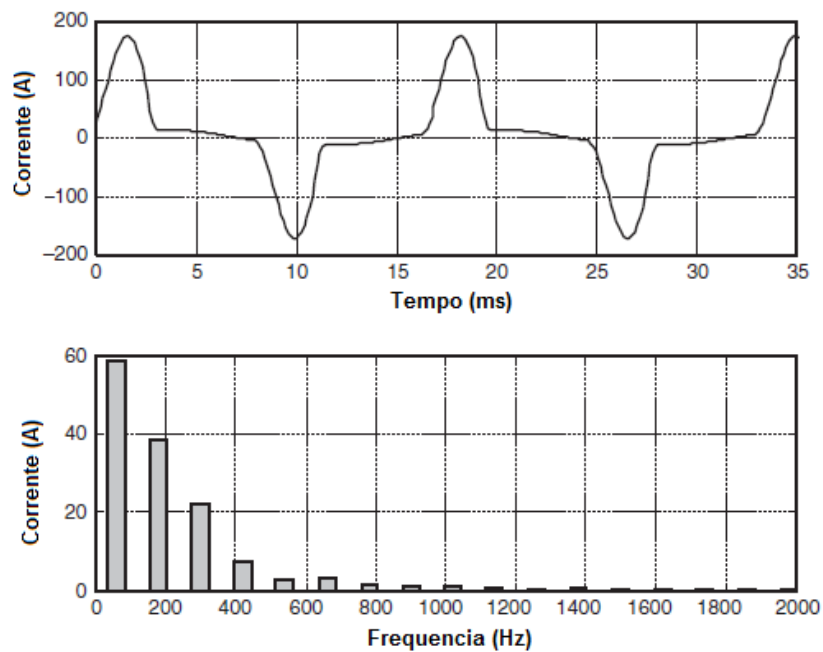


Figura 6 apresenta um exemplo de espectro harmônico de um sinal distorcido.



**Figura 6 – Espectro harmônico de um sinal distorcido**

**Fonte: Adaptado de Dugan et al. (2002).**

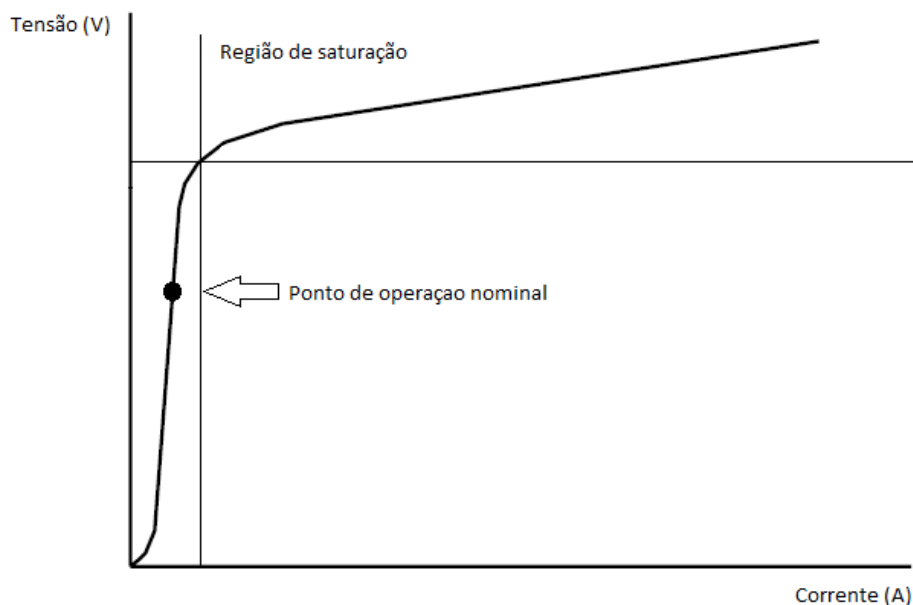


### 2.3.2 Fontes de harmônicos

As principais fontes de correntes e/ou tensões harmônicas no sistema elétrico podem ser divididas em três grupos, são eles:

- Equipamentos com núcleo magnético – transformadores motores elétricos, geradores entre outros;
  - Fornos elétricos a arco, soldas, lâmpadas de descarga em alta pressão;
  - Equipamentos eletrônicos e de eletrônica de potência.
- (BAGGINI..., 2008)

Historicamente, os transformadores foram as primeiras fontes de harmônicos do sistema elétrico. A relação entre tensão e corrente de um transformador segue a curva de magnetização apresentada no Gráfico 2.



**Gráfico 2– Curva de magnetização de um transformador**

**Fonte: Adaptado de (BAGGINI..., 2008).**

A grande maioria dos transformadores é desenvolvida para operarem próximos ao ponto de operação nominal, na região linear da curva de

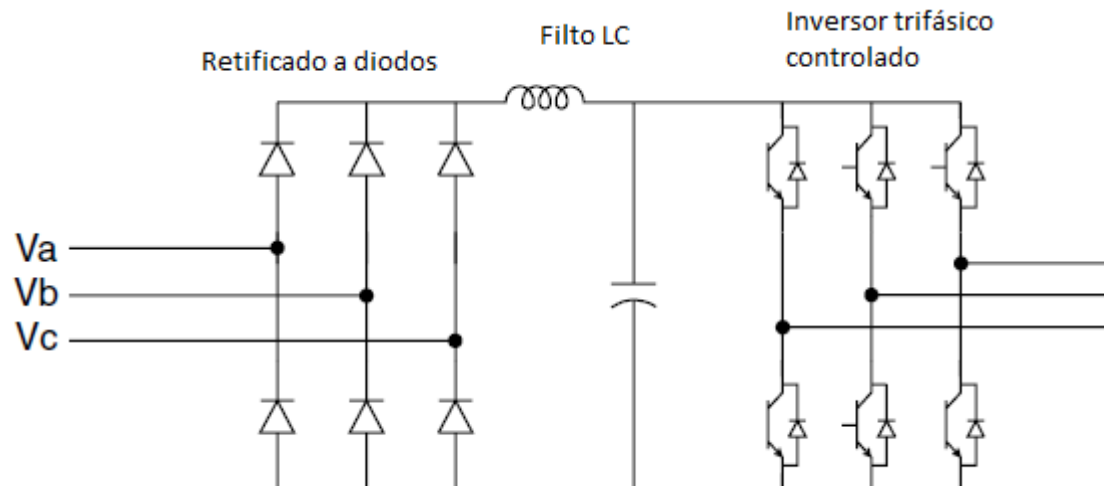
magnetização. Entretanto, quando por algum motivo os transformadores passam a operar na região de saturação da curva de magnetização, acarretam em um aumento significativo nos níveis de harmônicos no sistema.

Semelhantemente aos transformadores, motores elétricos também geram distorções harmônicas devido ao seu campo magnético. Porém, devido à presença dos entreferros, o comportamento da curva de magnetização dos motores é mais linear quando comparada a curva dos transformadores. Da mesma forma os níveis de distorções harmônicas geradas por motores são menos expressivos. (BAGGINI..., 2008)

Já os harmônicos gerados por equipamentos eletrônicos representam grande impacto no sistema elétrico, uma vez que a utilização deste tipo de carga é cada vez mais comum, devido à grande evolução tecnológica dos dispositivos semicondutores. Este tipo de carga não linear pode ser dividido em duas categorias: cargas monofásicas e cargas trifásicas.

Dentre as cargas monofásicas que geram correntes harmônicas, destacam-se fontes chaveadas, lâmpadas fluorescentes, além da grande maioria dos equipamentos eletrônicos como televisores, computadores entre outros. O espectro harmônico das correntes de cargas eletrônicas monofásicas possui uma predominância dos harmônicos de terceira ordem e seus múltiplos.

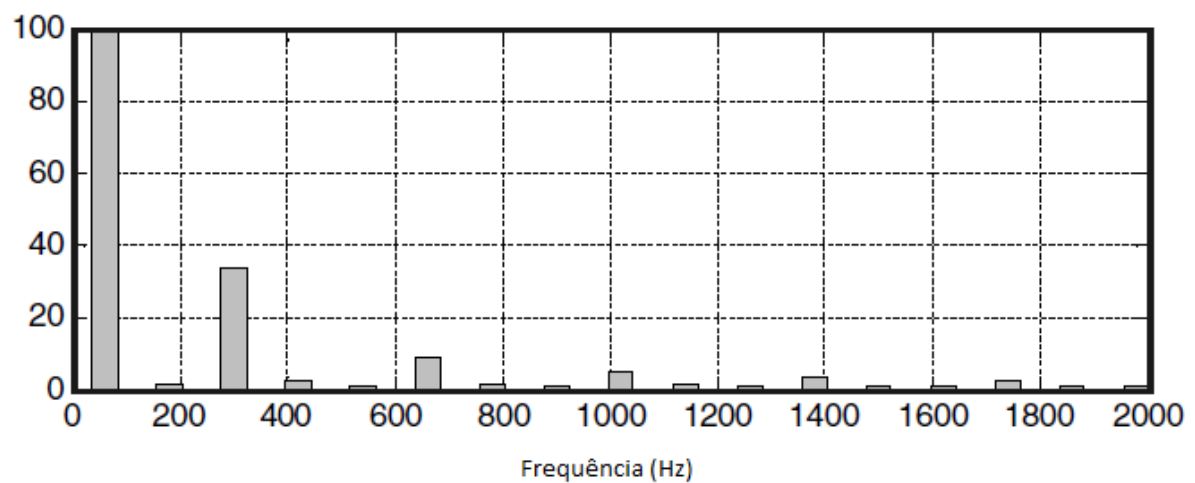
Contudo, as cargas trifásicas e fontes, que fazem uso de topologias de conversores de eletrônica de potência, consistem principalmente em conversores de frequência para acionamento de motores, sistemas de geração de energia (ex. aerogeradores) entre outros. Os conversores trifásicos utilizados em cargas trifásicas são constituídos, em sua maioria, de um retificador a diodo (ou controlado via disparo de tiristores), um barramento DC e um inversor trifásico controlado através de chaves estáticas (semicondutores). A Figura 7 apresenta um exemplo deste tipo de topologia.



**Figura 7 – Conversor eletrônico trifásico.**

Fonte: Adaptado de Dugan et al. (2002).

Estas cargas trifásicas possuem o quinto harmônico como primeira ordem harmônica de seu espectro. O Gráfico 3 apresenta o espectro harmônico típico de um conversor de potência trifásico.



**Gráfico 3– Espectro harmônico conversor de potência trifásico.**

Fonte: Adaptado de Dugan et al. (2002).

### 2.3.3 Efeitos dos harmônicos

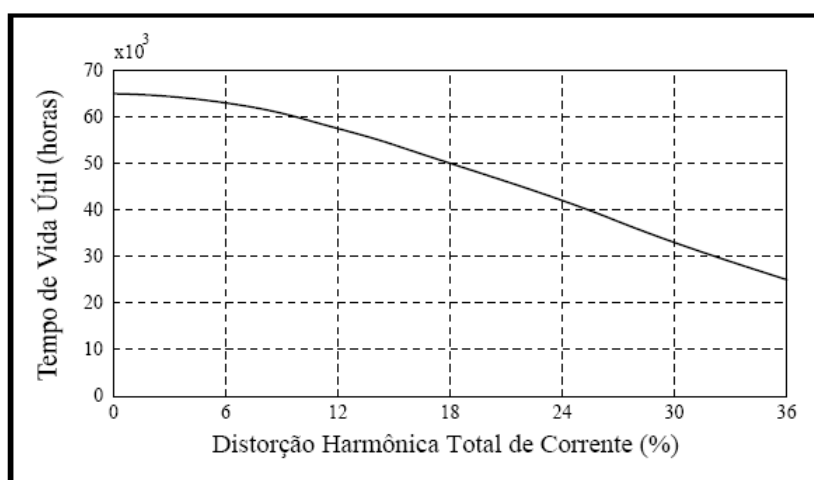
Os limites de distorções harmônicas de tensão e corrente dependem da sensibilidade da carga sujeita a este distúrbio. O tipo de carga menos sensível

a distorções harmônicas são, em geral, os equipamentos de aquecimento. As cargas mais sensíveis são os dispositivos eletrônicos, uma vez que são projetados para trabalhar com ondas puramente senoidais. (BAGGINI..., 2008)

Os condutores do sistema elétrico estão sujeitos a dois efeitos principais quando percorridos por correntes elétricas: o efeito pelicular e o efeito de proximidade. Sendo assim, um aumento da distorção harmônica na corrente aumenta as perdas nos cabos de energia. Os principais efeitos dos harmônicos em condutores são:

- Variação da resistência com a frequência;
- Aumento de perdas;
- Aquecimento;
- Diminuição de vida útil.

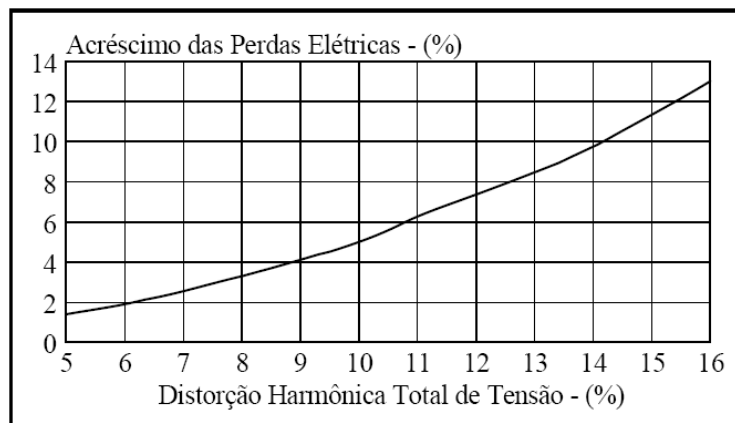
As correntes harmônicas também são nocivas aos transformadores, os quais apresentam níveis de perdas elevadas ao serem percorridos por altos níveis de correntes harmônicas. Em geral os transformadores alimentados com formas de onda poluídas por harmônicas sofrem de sobreaquecimento e diminuição de sua vida útil. O Gráfico 4 apresenta a redução da vida útil de um transformador em função da distorção total de corrente. (DUGAN et al., 2002)



**Gráfico 4– Vida útil de um transformador em função do nível de distorção harmônica de corrente**

**Fonte: (DELAIBA..., 1997) .**

As máquinas rotativas (síncronas e assíncronas) geralmente sofrem efeitos semelhantes aos transformadores quando percorridas por correntes harmônicas. O Gráfico 5 apresenta a variação das perdas elétricas de um motor de indução trifásico em função da distorção total de tensão.



**Gráfico 5– Perda elétricas de um motor de indução trifásico em função do nível de distorção harmônica de tensão**

**Fonte: (DELAIBA..., 1997).**

Os motores elétricos de indução, quando submetidos a tensões harmônicas, apresentam perda de rendimento e qualidade do serviço. Isto se deve ao surgimento de torques pulsantes no eixo do motor, os quais causam fadiga do material e até interrupções do processo produtivo. Com o advento dos reguladores de velocidade este efeito é mais pronunciado, uma vez que os inversores dos reguladores de velocidade geram altos níveis de distorções harmônicas (DUGAN et al., 2002, p. 216).

Diversas indústrias fazem uso de bancos de capacitores objetivando corrigir o fator de potência no seu ponto de conexão com a rede. A aplicação deste tipo de equipamento exige uma especial atenção quanto às condições harmônicas da rede. Isto se deve ao fato da possibilidade da ocorrência de ressonâncias em virtude da interação de correntes harmônicas, de diferentes frequências, com as reatâncias capacitivas dos bancos. As ressonâncias em bancos de capacitores causam um aumento da corrente que circula através dos capacitores, causando sobreaquecimento, redução de vida útil e até mesmo a danificação desses dispositivos.

Outro efeito adverso gerado por correntes harmônicas no sistema elétrico é a sobrecarga do neutro do sistema. Circuitos com grande presença

de correntes harmônicas de terceira ordem podem apresentar essa sobrecorrente no condutor de neutro. Tal situação é resultado do somatório das correntes desta ordem harmônica no condutor neutro, cuja corrente resultante pode assumir valores superiores às correntes de fase. Os altos valores da corrente no neutro, além de sobrecarregar o condutor, podem ocasionar a má operação de equipamentos conectados entre fase e neutro.

Além dos descritos anteriormente, ainda existem outros efeitos indesejáveis causados pela presença de harmônicos no sistema elétrico. Dentre eles, destacam-se:

- Alteração em sistemas de medição;
- Mau funcionamento de dispositivos de proteção;
- Interferência em sistemas de telecomunicações.

#### **2.3.4 Mitigação de Harmônicos**

Em sistemas eletromagnéticos, para que uma perturbação circule neste sistema, são necessários três elementos: o emissor, o transmissor e o receptor. No caso específico dos harmônicos, o emissor se apresenta na forma das cargas ou fontes não lineares, enquanto o receptor pode ser qualquer dispositivo que seja sensível a estas distorções harmônicas e o transmissor é a própria rede elétrica.

Desta forma, a fim de reduzir a circulação de correntes harmônicas no sistema são adotadas três diferentes técnicas: redução da geração de harmônicos pelo emissor (dispositivo não linear), utilização de filtros harmônicos (passivos ou ativos), e a utilização de transformadores de isolamento. Cada uma destas soluções possui vantagens e desvantagens, sendo que diferentes soluções são indicadas dependendo do sistema estudado. (BAGGINI..., 2008)

Dentre as principais técnicas para a redução da emissão de harmônicos de dispositivos não lineares destacam-se:

- Utilização de reatores de linha, tanto no lado DC quanto no lado AC de conversores, conforme Figura 8. Esta técnica reduz significativamente os níveis de distorções harmônicas geradas em retificadores e inversores.

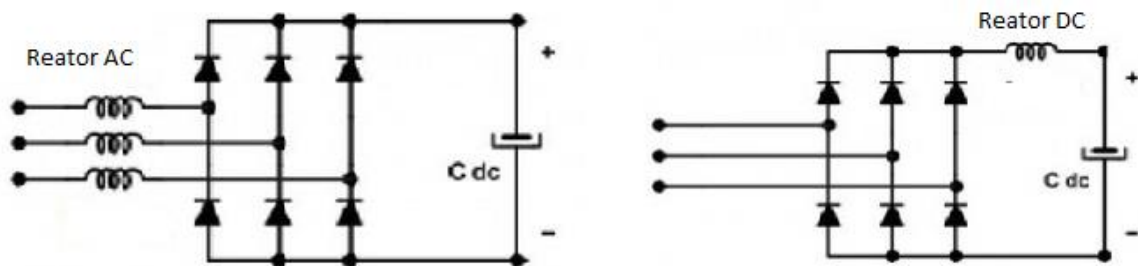


Figura 8 – Reatores de linha no lado AC e DC de um retificador

Fonte: Adaptado de (DECKMANN..., 2013).

Utilização de conversores de vários pulsos. Esta consiste na técnica mais utilizada para reduzir a emissão de harmônicos gerados por conversores de eletrônica de potência. O efeito do aumento do número de pulsos de um conversor resulta na redução das harmônicas inferiores ao número de pulsos do conversor. Esta solução, apesar de eficaz apresenta elevado custo e somente é utilizada em casos de extrema necessidade. (BAGGINI..., 2008)

Em contrapartida, os filtros de harmônicos são empregados com o intuito de consumir as correntes harmônicas geradas por cargas não lineares. A aplicação desta técnica faz com que o sistema a jusante do filtro fique livre dos harmônicos filtrados. Os filtros harmônicos podem ser passivos, conforme Figura 9 ou ativos. Os filtros passivos são mais empregados devido ao seu baixo custo em termos de investimento de capital.

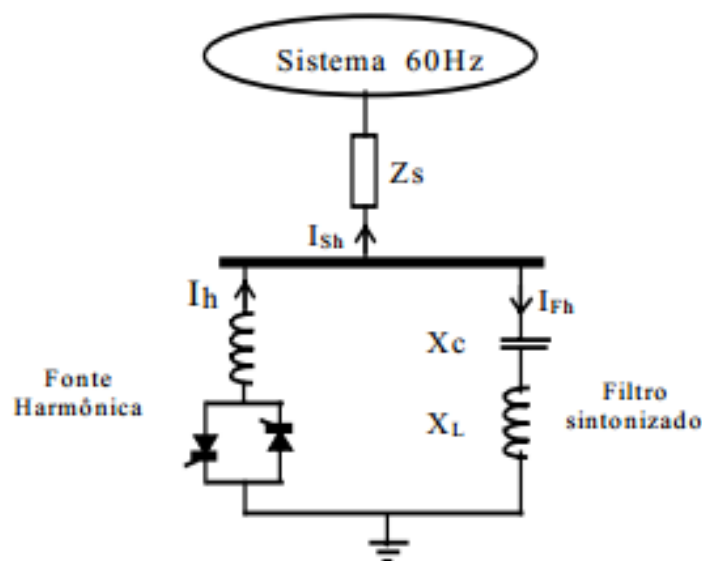


Figura 9– Filtro passivo.  
Fonte: (DECKMANN..., 2013).

### 2.3.5 Indicadores e limites de harmônicos – PROREDE Submódulo 2.8

Com o objetivo de avaliar os níveis de deformações nas formas de onda fundamental de tensão e corrente, utiliza-se o indicador de distorção harmônica estabelecido pelo ONS no PROREDE (Procedimentos de Rede) Submódulo 2.8 “Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes”. Para tanto, são estabelecidas duas expressões: uma para o cálculo da distorção harmônica individual de tensão de ordem  $h$  ( $V_h$ ) e outra para o cálculo da distorção harmônica total de tensão (DTHT), conforme:

$$V_h = \frac{v_h}{V_1} 100 \quad [1]$$

$$DTHT\% = \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{m\acute{a}x}} (V_h^2)} \quad [2]$$

Onde:

$h$  = Ordem harmônica;

$h_{m\acute{a}x}$  = Ordem harmônica máxima;



$V_h$  = Tensão harmônica de ordem h em porcentagem da tensão à frequência fundamental obtida durante a medição;

$v_h$  = Tensão harmônica de ordem h em volts;

$V_1$  = Tensão fundamental medida.

Na realização dos cálculos do indicador de distorção harmônica se utilizam dispositivos eletrônicos, que realizam a discretização dos sinais analógicos aferidos de tensão e corrente por meio de algoritmos específicos (ex. transformada rápida de Fourier). Logo, para tratar as informações obtidas da forma de onda das grandezas em análise, os medidores eletrônicos devem ser capazes de capturar as formas de onda a partir de uma frequência de amostragem ( $f_s$ ) superior em no mínimo duas vezes a frequência do sinal desejado ( $f_k$ ), segundo Teorema de Nyquist-Shannon. (INTERNACIONAL..., 2008)

O item 9.4.1.3 do PROREDE – Submódulo 2.8, que descreve que o espectro harmônico a ser considerado para fins do cálculo de DTHT% deve compreender uma faixa de frequências que considere desde a componente fundamental até a 50ª ordem harmônica. Para isso, deve-se utilizar um dispositivo de medição que opere a uma frequência de amostragem de no mínimo 6kHz (no caso da frequência da onda fundamental da grandeza medida ser 60Hz).

O Submódulo 2.8 de PROREDE especifica que a monitoração deve ocorrer em intervalos semanais, e a definição dos indicadores a serem comparados com os valores limites devem ser obtidos da seguinte maneira (ONS..., 2011, p.18):

- a) Determina-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de um dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos;
- b) O valor do indicador corresponde ao maior entre os sete valores obtidos, anteriormente, em base diária.

Após a obtenção dos valores de  $DTHT_{95\%}$  e  $V_h$ , estes devem ser comparados aos limites individuais ou globais de distorção harmônica total e individual, respectivamente indicados na Tabela 1 e na Tabela 2.

**Tabela 1– Limites individuais em porcentagem da tensão fundamental.**

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
≥27	0,7%			≥27	0,4%		
DTHTS95% = 3%				DTHTS95% = 1,5%			

Fonte: PROREDE – Submódulo 2.8 (ONS..., 2011, p. 19).

**Tabela 2– Limites globais inferiores de tensão em porcentagem da tensão fundamental.**

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1,5%		
		≥8	1%			≥8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥27	1%			≥27	0,5%		
DTHTS95% = 6%				DTHTS95% = 3%			

Fonte: PROREDE – Submódulo 2.8 (ONS..., 2011, p. 19).

## 2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse capítulo foi apresentado o conceito de qualidade de energia elétrica (QEE), identificando a maneira de como a própria é avaliada pelo ONS,

através dos indicadores de QEE. Tais indicadores (tensão em regime permanente, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, VTLD, VTCD e variação de frequência) são descritos no Submódulo 2.8 de PROREDE, a norma nacional vigente do ONS, sendo apenas mencionados neste trabalho, com a exceção do indicador de distorções harmônicas.

O indicador de distorções harmônicas foi exclusivamente mais aprofundado quanto as suas características de medição e padronização. Logo, de modo coerente, conceituou-se e descreveu-se o fenômeno de distorção harmônica, bem como foram identificadas as principais fontes que originam tal fenômeno, além dos efeitos relacionados à sua ocorrência.

Neste capítulo ainda foram descritos métodos para atenuar os harmônicos existentes em sistemas, a partir da utilização de filtros ativos e passivos. Tais filtros foram brevemente explicados quanto às suas aplicações.

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA GERAÇÃO EÓLICA

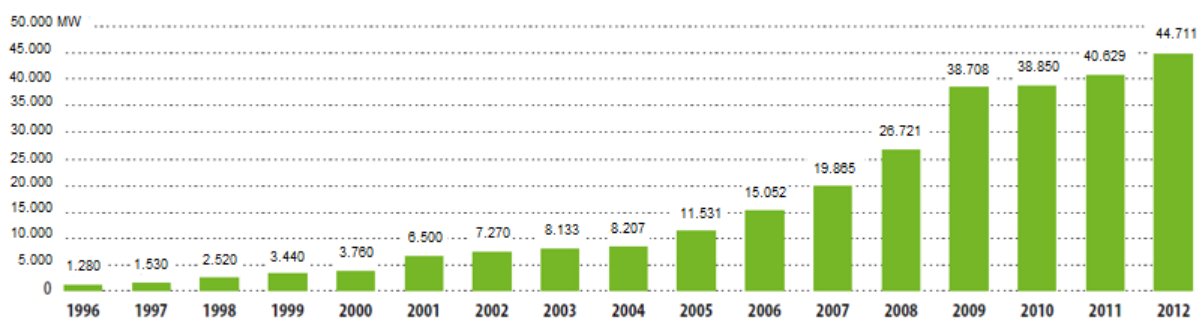
#### 3.1 INTRODUÇÃO

O cenário de integração de energia eólica nos sistemas elétricos tem crescido significativamente e com ele muitos estudos têm sido desenvolvidos no sentido de avaliar o impacto da inserção destas novas tecnologias nos atuais sistemas elétricos.

Considerando que o enfoque deste trabalho consiste na avaliação da injeção de harmônicos de um complexo eólico conectado à rede elétrica, justifica-se a necessidade de um estudo aprofundado dessa fonte alternativa de energia. Sendo assim, neste capítulo serão apresentados os principais conceitos associados ao funcionamento dessas instalações.

##### 3.1.1 Cenário Mundial da Energia Eólica

A energia eólica, atualmente, pode ser considerada uma fonte renovável consolidada e em acelerado crescimento. Com os programas de incentivo e com o avanço tecnológico, a energia eólica vem ganhando espaço a cada dia na matriz energética mundial. O Gráfico 6 apresenta o significativo crescimento da sua capacidade instalada dos últimos 17 anos.

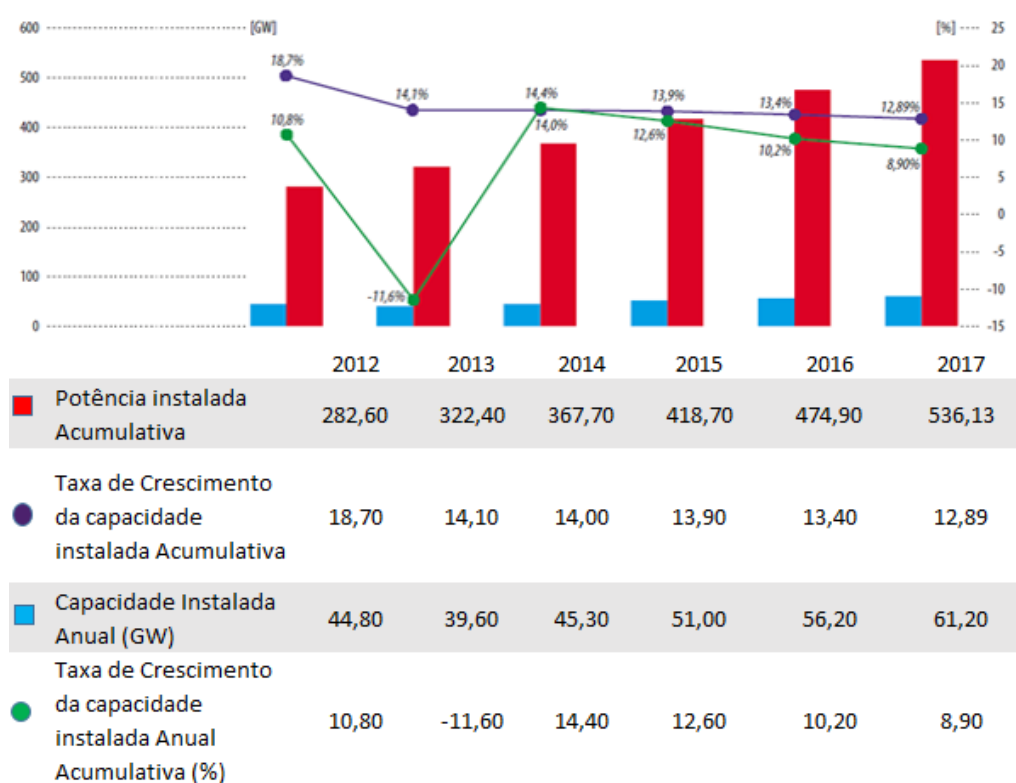


**Gráfico 6- Capacidade eólica instalada no mundo 1996 – 2012**

Fonte: (GLOBAL..., 2012)

No ano de 2012, a expansão da energia eólica teve um crescimento anual de quase 10% acima do crescimento do ano de 2011, e corresponde acerca de 45 GW de energia eólica instalada.

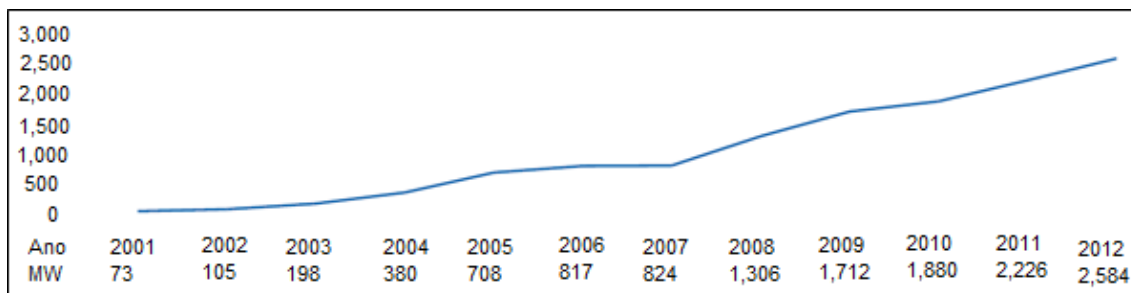
A previsão para os próximos anos é que o potencial instalado da energia eólica continue em desenvolvimento, porém as taxas de crescimento tendem a diminuir gradativamente. O Gráfico 7 demonstra a previsão da capacidade eólica instalada no mundo para 2017, que apesar de ter um decréscimo na taxa de crescimento, tende a ser quase o dobro da capacidade eólica instalada atual. (GLOBAL..., 2012)



**Gráfico 7- Previsão de capacidade eólica instalada 2013 – 2017**

**Fonte: (GLOBAL..., 2012)**

No Brasil, a energia eólica passou a ganhar espaço apenas a partir de 2005, com o surgimento do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas do governo federal, o PROINFA, e posteriormente, com os leilões de compra e venda de energia de fontes alternativas. O Gráfico 8 ilustra o expressivo crescimento da capacidade instalada de energia eólica no Brasil até o ano 2012



**Gráfico 8 – Capacidade total instalada de energia eólica no Brasil até 2012**

Fonte:(GLOBAL..., 2012)

No ano de 2005, antes do PROINFA, o Brasil possuía apenas 29MW de capacidade instalada e passou a ter 2,5GW ao final do ano de 2012. Isto é, o Brasil apresentou um crescimento de capacidade instalada de energia eólica muito grande, sendo esta fonte a que mais evoluiu em relação à matriz energética brasileira, e possui uma participação de 2%.

Atualmente o Brasil é considerado um líder regional de energia eólica, pois, apesar do percentual de participação desta fonte na matriz energética ser baixa, o potencial eólico brasileiro é um dos mais promissores do mundo. Além de possuir características de vento, tais como boa velocidade, baixa turbulência e uniformidade, os leilões de energia no mercado regulado somados às políticas de financiamento favoráveis colocam o Brasil em uma excelente posição no que diz respeito ao desenvolvimento de geração eólica (GLOBAL..., 2012).

## **3.2 AEROGERADORES**

### **3.2.1 Equipamentos utilizados**

As turbinas eólicas são classificadas basicamente através da orientação do seu eixo. Existem dois tipos de turbinas eólicas, as de eixo horizontal e as de eixo vertical sendo as primeiras as mais comuns para a geração de energia elétrica.

Os rotores de eixo horizontal são movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*). Segundo (CENTRO..., 2008)

“Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto). Ambas são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento. Adicionalmente, as forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque (formado entre a velocidade relativa do vento e o eixo do corpo). Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem liberar muito mais potência do que aqueles que giram sob efeito de forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento.”

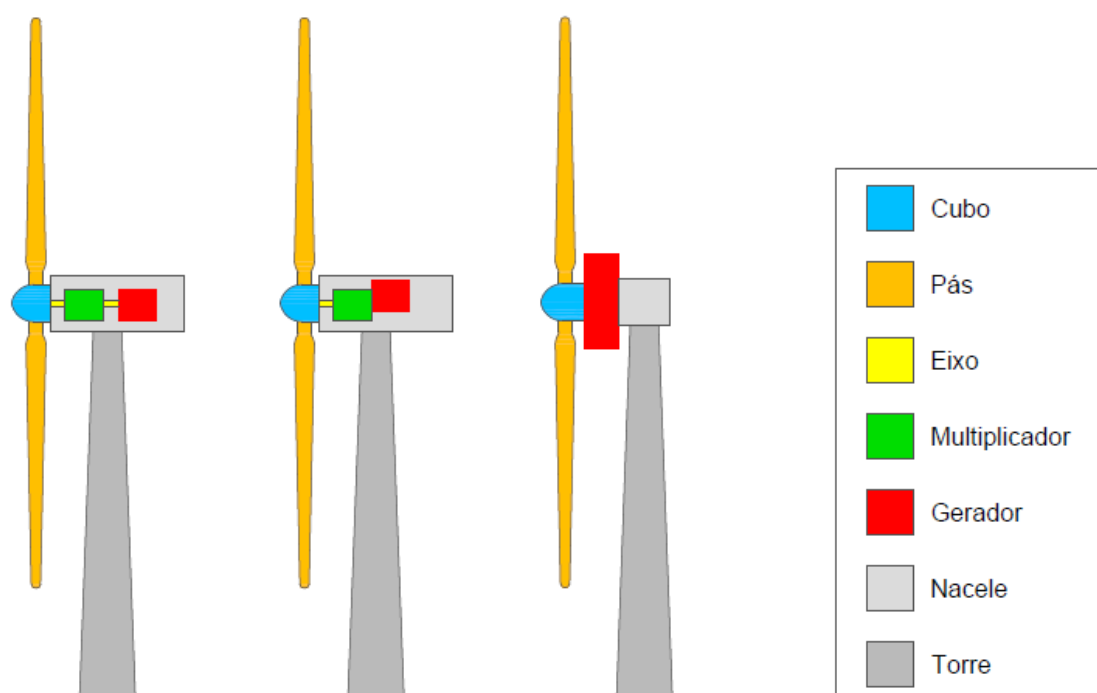
Os rotores de eixo horizontal podem ser constituídos de uma pá e contrapeso, duas pás, três pás ou múltiplas pás e são movidos predominantemente pelas forças de sustentação. Os mais utilizados para geração de energia elétrica são os de eixo horizontal do tipo hélice, normalmente compostos de três pás, conforme Figura 10. (SUPPIONI, 2011)



**Figura 10 - Exemplo de aerogerador de eixo horizontal**

**Fonte: (CENTRO..., 2008)**

As principais configurações de um aerogerador de eixo horizontal são apresentadas na Figura 11. Estes aerogeradores são diferenciados pelo tamanho e formato da nacele, pela presença ou não de uma caixa multiplicadora e pelo tipo de gerador utilizado (convencional ou multipolos). A seguir são apresentados os principais componentes do aerogerador que são constituídos basicamente por torre, nacele e rotor.



**Figura 11 - Componentes de um aerogerador de eixo horizontal**

Fonte: Adaptado de (CENTRO..., 2008, p. 31).

A torre é um item estrutural do aerogerador, responsável por sustentar e posicionar o rotor a uma altura conveniente para o seu melhor funcionamento. Elas são classificadas através da sua forma construtiva podendo ser treliçadas, tubulares estaiadas e tubulares livres. Atualmente, com a utilização de geradores de potências cada vez maiores, e conseqüentemente mais pesadas, tem-se utilizado as torres de metal tubular ou de concreto a fim de dar maior mobilidade e segurança à nacele.

Já a nacele, é a carcaça instalada sobre a torre, onde se situam a maior parte dos componentes de um aerogerador.



A caixa multiplicadora é utilizada na transmissão da energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até o gerador. Existem restrições de velocidade na ponta da pá que limitam a velocidade angular dos rotores em torno de 20 a 150rpm. Considerando que algumas topologias de geração eólica (sobretudo as que utilizam geradores síncronos) trabalham em rotações muito mais elevadas (em geral, entre 1.200 a 1.800 RPM) a caixa multiplicadora se torna um elemento necessário de conexão entre o rotor e o gerador (CARVALHO, 2003).

Por fim, o gerador que é responsável pela transformação da energia mecânica de rotação em energia elétrica através de equipamentos de conversão eletromecânica. De acordo com (CENTRO..., 2008), o sistema de integração de geradores no sistema eólico enfrenta problemas, principalmente relacionados à instabilidade do vento, dentre os quais se podem citar:

- Extensa faixa frequência de rotação (devido a variações constantes na velocidade do vento);
- Variações do torque de entrada (uma vez que variações na velocidade do vento induzem variações de potência disponível no eixo);
- Exigências de frequência e tensão constante na energia final produzida.

### **3.2.2 Principais topologias**

Na produção de energia eólica são utilizados diferentes tipos de geradores. Em instalações de pequenas proporções costuma-se utilizar geradores de Corrente Contínua (CC) com apenas alguns quilowatts de capacidade enquanto em instalações de grande porte, são utilizados os geradores trifásicos de Corrente Alternada (CA). As interligações destas tecnologias de conversão de energia eólica com o sistema de energia diferenciam-se de acordo com as características de controlabilidade de cada aerogerador.

De acordo com Bonelli (2010), os tipos mais comuns de geradores trifásicos utilizados em complexos eólicos são:

- Gerador de indução convencional (rotor em gaiola) - sistema de velocidade fixa;
- Gerador de indução de velocidade variável - sistema com gerador de indução de rotor bobinado e resistências rotóricas - *optislip*;
- Gerador de indução duplamente alimentado - sistema de velocidade variável;
- Gerador síncrono – Sistema com rotor bobinado ou rotor de imã permanente conectado à rede através de um conversor de frequência.

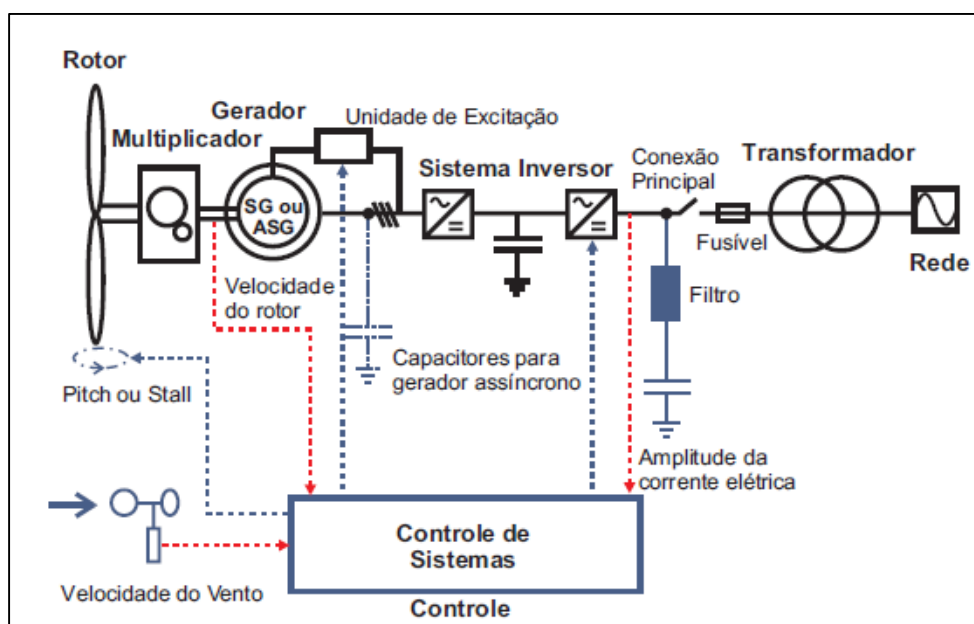
No início da evolução da geração eólica, as instalações utilizavam predominantemente sistemas de velocidade fixa. Atualmente, com a evolução da eletrônica de potência, a maior parte dos parques eólicos utiliza o sistema de geração de velocidade variável, pois com ele pode-se produzir sempre maior potência possível. Este sistema altera o seu ponto de funcionamento de acordo com a velocidade do vento com o objetivo de produzir mais potência, tornando o sistema mais eficiente. Deste modo, pode-se considerar que os aproveitamentos eólicos de velocidade fixa estão ultrapassados.

Os sistemas de conversão de energia eólica a velocidade fixa caracterizam-se por uma operação a velocidade praticamente constante, resultado de um acoplamento direto do gerador a rede elétrica. Isto significa que, independentemente da velocidade do vento, a velocidade do rotor do gerador eólico é fixa e determinada pela frequência da rede. Esse tipo de topologia apresenta algumas características indesejáveis dentre as quais podemos destacar a falta de controle de potências ativas e reativas, cargas mecânicas elevadas, e oscilações significativas na potência de saída. Apesar de não serem mais utilizados atualmente, os geradores de velocidade fixa possuem algumas vantagens tais como tecnologia simples com ausência de conversores eletrônicos, regulação de velocidade do rotor simples, através do

acoplamento direto com a rede, além de não apresentarem problemas de geração de harmônicos (CARVALHO, 2010).

Já os sistemas de velocidade variável dividem-se basicamente em dois grupos: os sistemas de velocidade variável com caixa de velocidade e os sistemas de velocidade variável sem caixa de velocidade. As topologias que necessitam de caixa de velocidade são as que utilizam gerador de indução de velocidade variável (rotor em gaiola) e gerador de indução duplamente alimentado. As configurações compostas por gerador síncrono de rotor bobinado ou multipolar e por gerador multipolar de ímãs permanentes caracterizam-se por não utilizarem as caixas multiplicadoras, motivo pelo qual essas topologias têm se destacado significativamente nos últimos anos. (FERREIRA, 2011)

Os aerogeradores com velocidade variável podem usar geradores síncronos ou assíncronos como mostra a Figura 12.



**Figura 12 - Esquema elétrico de um gerador com velocidade variável que usa um conversor de frequência para o controle da frequência da geração elétrica**

Fonte: (CENTRO..., 2008)

Segundo (CENTRO..., 2008, p.43):

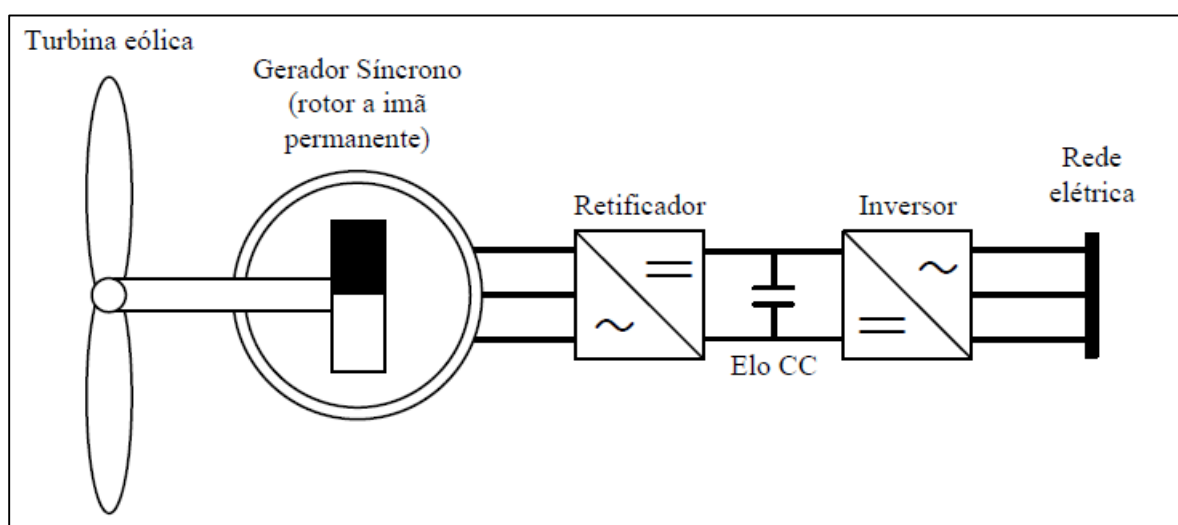
“A conexão ao sistema elétrico é feita por meio de um conversor de frequência eletrônico, formado por um conjunto retificador/inversor. A tensão produzida pelo gerador síncrono é retificada e a corrente contínua resultante é invertida, com o controle da frequência de saída sendo feito eletronicamente através dos tiristores. Como a frequência produzida pelo gerador depende de sua rotação, esta será variável

em função da variação da rotação da turbina eólica. Entretanto, por meio do conversor, a frequência da energia elétrica fornecida pelo aerogerador será constante e sincronizada com o sistema elétrico.

“Quando são usados geradores assíncronos, ou de indução, é necessário prover energia reativa para a excitação do gerador, que pode ser feita por auto-excitação, usando-se capacitores adequadamente dimensionados. Já no caso de geradores assíncronos duplamente alimentados, isto é, com dois enrolamentos que apresentam velocidades síncronas diferentes. O uso de enrolamento rotórico associado a uma resistência variável, em série, permite o controle da velocidade do gerador pela variação do escorregamento, mantendo a frequência elétrica do gerador no valor definido pelo sistema elétrico ao qual o aerogerador está conectado.”

O aerogerador utilizado no presente trabalho utiliza a topologia que tem se destacado significativamente nos últimos anos quando o foco é arranjo e aerogeradores de grande potência: o gerador síncrono. Tal destaque é consequência da gama de velocidade que este tipo de máquina pode trabalhar, podendo operar inclusive em baixas velocidades, devido à construção do estator que é feita em anel e com muitos polos (gerador multipolos). Isso faz com que o gerador trabalhe em compatibilidade com a turbina, tornando possível a conexão direta entre eles. Esta característica é muito vantajosa, pois como já falado anteriormente, elimina a utilização da caixa de velocidade, diminuindo os custos do projeto e otimizando a capacidade de geração do parque eólico (BONELLI, 2010).

A Figura 13 representa o diagrama básico de um gerador síncrono com rotor a ímã permanente.



**Figura 13 - Diagrama básico de um gerador com rotor a ímã permanente**

**Fonte: Bonelli (2010)**

Deste modo, pode-se concluir que a maior vantagem do aerogerador com velocidade variável é o desacoplamento da velocidade de rotação e, conseqüentemente, do rotor do aerogerador, da frequência elétrica da rede. O rotor pode funcionar com velocidade variável ajustada à situação real da velocidade do vento, garantindo a otimização da capacidade de geração do parque. Além disso, tem-se como destaque desta topologia a redução das flutuações de carga mecânica. Porém algumas desvantagens não podem ser simplesmente descartadas, tais como os altos esforços de construção e a geração de harmônicos. Conforme já mencionado, a geração de harmônicos associados à conversão de frequência pode ser reduzida significativamente com a utilização de filtros. Porém uma solução deste porte acarreta um aumento expressivo no custo do projeto. (CUSTÓDIO, 2009)

### 3.3 TIPOS DE CONEXÃO

Um sistema eólico pode ser utilizado em três aplicações distintas: sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede. Esses três sistemas obedecem a uma configuração básica, necessitam de uma unidade de controle de potência e, em determinados casos, de uma unidade de armazenamento. (BONELLI, 2010)

A Figura 14 apresenta uma relação entre os tamanhos dos aerogeradores e as suas aplicações.



Figura 14 - Considerações sobre o tamanho dos geradores e suas principais aplicações

Fonte: (CENTRO..., 2008)

### 3.3.1 Sistemas Isolados

Os sistemas eólicos isolados destinam-se a utilização da energia no próprio local onde ela é gerada, ou seja, não possui nenhuma conexão com a rede elétrica. Ela geralmente possui sistemas de armazenamento de energia, tais como baterias ou armazenamento gravitacional com o objetivo de garantir a disponibilidade de energia nos momentos em que não há vento.

Sistemas que utilizam o recurso de armazenamento de energia necessitam de um controlador de carga para evitar danos à bateria, além de possuírem inversores para a utilização em equipamentos que funcionam em corrente alternada. (CENTRO..., 2008)

A Figura 15 representa a configuração de um sistema eólico isolado.

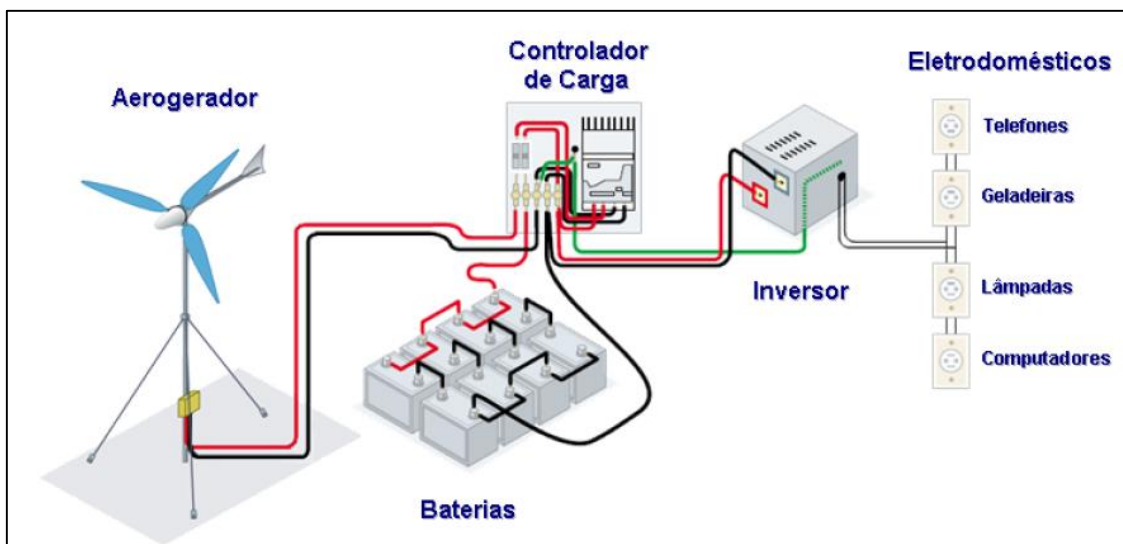


Figura 15 - Configuração de um sistema eólico isolado

Fonte: (CENTRO..., 2008)

### 3.3.2 Sistemas Híbridos

Assim como os sistemas isolados, os sistemas híbridos são desconectados da rede elétrica, porém utilizam duas ou mais fontes de energia. Dentre as fontes mais utilizadas nestes sistemas pode-se citar a geração eólica, solar e diesel. Normalmente, os sistemas híbridos são utilizados em sistemas de médio e grande porte para atender um maior número de usuários se comparado ao sistema isolado. Além disso, devido ao maior

número de opções de geração estudadas para a otimização da operação de sistemas híbridos se tornam necessários para cada caso. (BONELLI, 2010)

### 3.3.3 Sistemas conectados à rede

Os sistemas eólicos conectados à rede, além de utilizarem um grande número de aerogeradores, são compostos por aerogeradores de grande porte que podem ser chamados de parques ou complexos eólicos. Tais sistemas não necessitam de controles de armazenamento de energia já que a mesma é conectada diretamente à rede. Em muitos países, principalmente na Europa, estão difundindo-se instalações de parques eólicos instalados no mar cuja tecnologia é mais conhecida como *Off-shore*. Esse tipo de instalação tem crescido significativamente devido ao esgotamento de áreas de grande potencial eólico em terra. (SILVA, 2006)

A Figura 16 representa um parque eólico em operação.



**Figura 16 - Parque Eólico da Prainha – Ceará**

**Fonte: (CENTRO..., 2008)**

A conexão de um parque eólico à rede interligada de potência deve se basear em diversos estudos e análises abrangendo diferentes fatores, tais como a eficiência energética do sistema, requisitos de proteção, aspectos de planejamento e operação do sistema de potência, além dos índices de confiabilidade e continuidade.

Conforme já citado no Capítulo 3, as características operacionais do conjunto turbina-gerador provocam alterações maléficas na qualidade da energia gerada. Podem-se citar como problemas de qualidade de energia relacionados à geração eólica os fenômenos de cintilação luminosa de baixa frequência (“*flicker*”), as variações de tensão lentas e de curta duração e, principalmente, a injeção de harmônicos no sistema elétrico de potência. (SILVA, 2006)

### 3.4 Problemas Causados na Qualidade de energia elétrica por complexos eólicos conectados à rede elétrica

Ao se considerar a possibilidade do desenvolvimento de complexos eólicos é necessário estudar os possíveis impactos que estes podem causar à rede elétrica. A variabilidade do vento (como fonte de mecânica de energia) aliada às características dinâmicas das turbinas eólicas pode acarretar distúrbios nos padrões de qualidade de energia da rede na qual se deseja conectá-la. (ROSAS; ESTANQUEIRO, 2003)

A Tabela 3 relaciona os principais impactos na qualidade de energia elétrica em consequência da operação dos aerogeradores em função de suas tecnologias.

**Tabela 3 - Relacionamento do impacto de tecnologias de aerogeradores nos parâmetros de qualidade de energia e fenômenos**

Tecnologia X Impactos na rede	Máquina de Indução diretamente acoplada à rede	Máquina de Indução duplamente alimentada com conversores de frequência	Máquina Síncrona com conversores de frequência
Distorção Harmônica	Pouco relevante	Relevante	Muito relevante
Flutuação de tensão (Flicker)	Muito relevante	Relevante	Pouco Relevante
Variação de tensão de curta duração *	Muito relevante	Relevante	Relevante
Regulação de tensão em regime permanente	Não tem	Possível Implementação	Possível Implementação
Compensação de desequilíbrios de tensão	Não tem	Possível Implementação	Possível Implementação
Suportabilidade Durante Falhas	Não tem	Possível Implementação	Possível Implementação
Controle de Potência Ativa (frequência)	Não tem	Possível Implementação	Possível Implementação

Fonte: (VI SEMINÁRIO..., 2005)



Uma vez que o foco deste trabalho consiste na avaliação do potencial de geração harmônica de complexos eólicos conectados à rede elétrica, será dado foco a este fenômeno na sequência do presente trabalho.

### **3.4.1 Harmônicos em sistemas de geração eólica**

A distorção harmônica, conforme já mencionado, tem como principal causador o conversor eletrônico utilizado para processar e controlar a transferência de energia entre sistemas. No caso da geração de energia eólica as principais fontes de distorção harmônica são (YANG, 2012):

- Geradores de indução que produzem harmônicos e inter-harmônicos.
- Transformadores de potência que emitem uma pequena quantidade de harmônicos ímpares de baixa ordem, causados pela corrente de magnetização.
- Conversores eletrônicos acoplados a máquinas síncronas

Os conversores eletrônicos causam distorções na forma de onda da corrente que circula através das impedâncias do sistema, distorcendo a forma de onda da tensão. Essa distorção na forma de onda da tensão é a principal preocupação relacionada à qualidade do sistema, pois a partir deste indicador são determinados os padrões mínimos de qualidade de energia para a distribuição. (YANG, 2012)

As distorções harmônicas na forma de onda da tensão, causadas pela circulação de correntes harmônicas nas impedâncias do sistema, podem ser agravadas com a ocorrência de ressonâncias série ou paralelas. Ressonâncias série ocorrem quando um circuito RLC série possui valores de reatâncias capacitivas e indutivas iguais para determinada frequência, fazendo com que a impedância resultante do circuito seja baixa e, por consequência, uma pequena excitação na tensão resulta em grandes valores de corrente. Entretanto, as

ressonâncias paralelas ocorrem quando os valores de reatâncias indutivas e capacitivas de um circuito RLC paralelo são iguais para determinada frequência, de modo que a admitância resultante do circuito seja baixa e, por consequência, uma pequena excitação na corrente resulta em grandes valores de tensão. (WAKILEH..., 2001)

Existem dois métodos principais para controlar o impacto harmônico gerado por complexos eólicos no sistema elétrico. A primeira opção consiste em evitar a geração de harmônicos, isto deve ser feito na etapa de projeto do parque, e devem ser utilizados equipamentos que reduzam os níveis de geração de harmônicos pelos conversores eletrônicos e que evitem a ocorrência de ressonâncias no sistema. A segunda opção consiste na utilização de filtros harmônicos, sintonizados com base em resultados de medições e simulações, com o intuito de reduzir ou controlar ressonâncias série no sistema elétrico do complexo eólico. O segundo método representa o método de mitigação de harmônicos mais utilizado em sistemas de geração eólica. (IEEE PES..., 2011)

Segundo Arrilaga e Watson (2003, p. 222, 223), em sistemas com características não lineares de elevadas potências os critérios convencionais de projeto de filtros harmônicos não são adequados, podendo levar a soluções impróprias e instabilidade harmônica. Este problema se deve ao fato de que os métodos convencionais de projeto de filtros harmônicos ignoram a interação existente entre os dispositivos não lineares e o sistema elétrico, como por exemplo as ressonâncias, que afetam os níveis de injeção de correntes harmônicas e os níveis de distorção da tensão. Desta forma, justificam-se estudos mais aprofundados a fim de quantificar de forma correta a geração de harmônicos por complexos eólicos, bem como sua interação com o sistema elétrico.

### **3.4.2 Estudos do potencial harmônico de sistemas de geração eólica**

Um dos objetivos dos estudos harmônicos em sistemas de geração eólica é identificar e caracterizar a ocorrência de ressonâncias série e paralela

no sistema elétrico da planta. Ressonâncias em série são caracterizadas por indutâncias e capacitâncias em série alimentadas por distorções harmônicas de tensão provenientes da rede elétrica externa. As baixas impedâncias das ressonâncias série podem causar altos valores de correntes harmônicas. Este fenômeno é exemplificado na Figura 17. (IEEE PES..., 2011)

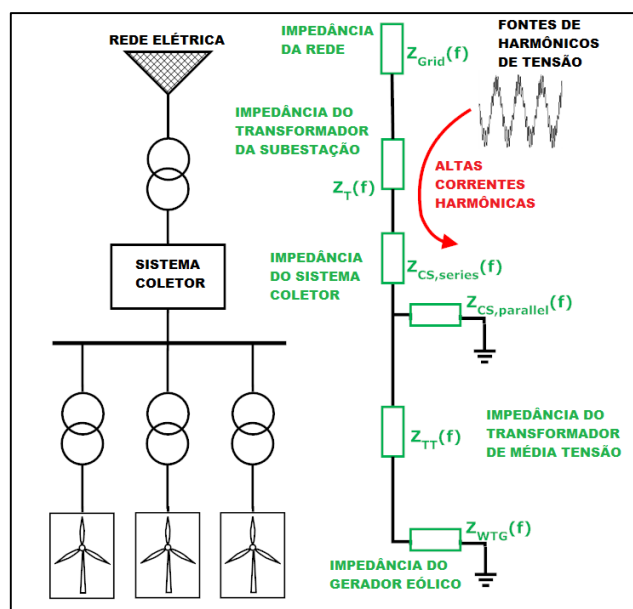


Figura 17 - Exemplo de ressonância série em um sistema eólico

Fonte: Adaptado de (IEEE PES..., 2011).

Todavia, as ressonâncias paralelas resultam em altos valores de distorções harmônicas de tensão. Estas distorções são resultantes da circulação de correntes harmônicas oriundas dos geradores eólicos pelas altas impedâncias das ressonâncias paralelas (IEEE PES..., 2011). Este fenômeno é exemplificado na Figura 18.

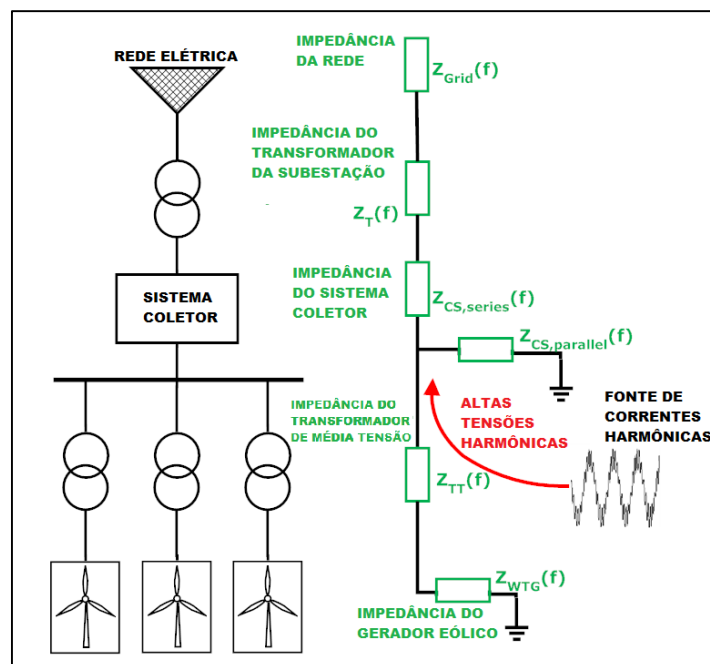
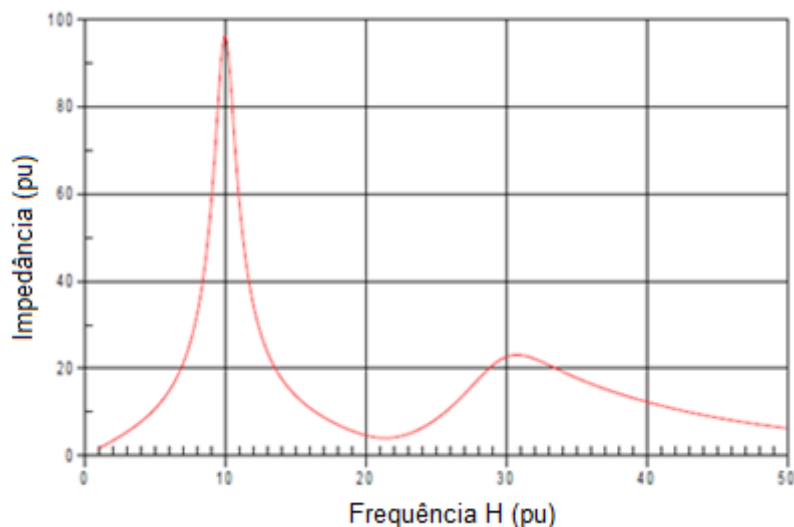


Figura 18 - Exemplo de ressonância paralela em um sistema eólico

Fonte: Adaptado de (IEEE PES..., 2011).

As condições de ressonância de um sistema podem ser identificadas através de análises no domínio da frequência. Estas análises consistem nos valores da impedância equivalente de um sistema visto de uma determinada barra em função da frequência. O Gráfico 9 apresenta um exemplo do comportamento da impedância de um complexo eólico com mais de 50 aerogeradores em 34,5 kV, em função da frequência. Este tipo de análise se faz possível através da modelagem do sistema em *softwares* específicos, que injetam correntes de 1 ampère na faixa de frequência desejada para o estudo. (IEEE PES..., 2011)



**Gráfico 9 - Exemplo de análise da impedância em função da frequência de um sistema eólico**

Fonte: Adaptado de (IEEE PES..., 2011).

Enquanto as ressonâncias em série são caracterizadas por afundamentos da impedância em função da frequência de um sistema, já as ressonâncias paralelas são identificadas por elevações nestes valores de impedância. É importante ressaltar que somente a ocorrência da ressonância não é suficiente para gerar problemas de harmônicos em um sistema elétrico, uma vez que estas ressonâncias somente amplificam os conteúdos harmônicos pré-existentes. Desta forma é preciso uma fonte de corrente ou tensão harmônica próxima ao ponto de ressonância para excitá-la. Sendo assim, se faz necessária uma análise detalhada do conteúdo harmônico gerado no sistema a partir de medições em campo ou de dados disponibilizados pelos fabricantes dos aerogeradores. (IEEE PES..., 2011)

De acordo com as características complexas dos sistemas de geração de energia eólica supracitadas, a avaliação do potencial harmônico destes sistemas representa uma tarefa complexa, uma vez que um grande número de configurações do sistema devem ser levadas em consideração. Segundo (IEEE PES..., 2011) variações significativas na impedância de um sistema eólico, e conseqüentemente nos pontos de ressonância, são causadas principalmente por quatro motivos:

- Número de aerogeradores em operação;

- Chaveamentos de capacitores na subestação;
- Capacitores para correção do fator de potência das turbinas;
- Variações da impedância harmônica da rede elétrica externa.

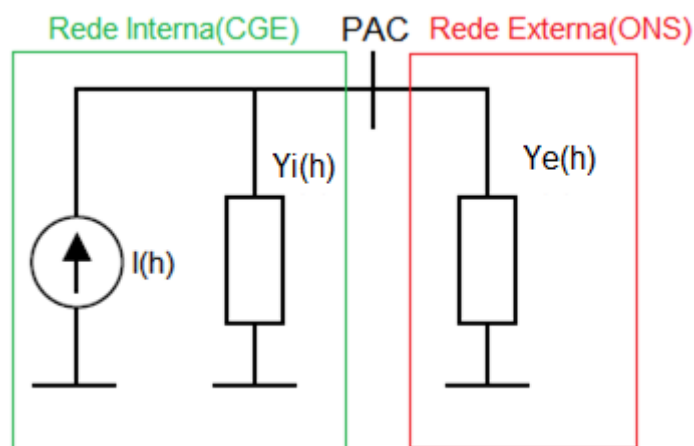
A impedância harmônica da rede varia com as diferentes configurações que o sistema elétrico pode assumir. Isto inclui variações nas cargas, contingências na rede como faltas, quedas de linhas, chaveamentos de bancos de capacitores entre outros, que mesmo estando distante do ponto avaliado podem influenciar nos valores de impedância equivalente. Embora seja possível determinar a impedância harmônica da rede elétrica a partir de medições, é muito difícil conseguir englobar todas as configurações possíveis, bem como as condições futuras da rede. Desta forma a utilização de modelos computacionais representa uma alternativa importante para estes estudos, uma vez que proporciona grande flexibilidade, possibilitando a determinação das impedâncias harmônicas do sistema para diferentes estados de cargas, contingências, condições futuras entre outros. Sendo assim, a avaliação da rede requer uma modelagem com um alto grau de complexidade. Segundo Arrilaga e Watson (2003, p. 223), em determinados casos é interessante considerar a rede primária completa e, adicionalmente, algumas cargas específicas da rede secundária.

### **3.4.3 O método do Lugar Geométrico das Admitâncias**

O método do lugar geométrico das admitâncias tem como finalidade avaliar os níveis de distorção harmônica de tensão, gerados pela conexão de cargas significativamente não lineares a rede elétrica. Este método é recomendado pelo (ONS RE 2.1 057/2008, 2010), para estudos de acesso a rede básica de cargas não lineares como complexos eólicos, metalúrgicas, entre outras.

No método do lugar geométrico das admitâncias o impacto harmônico de um novo acessante é avaliado utilizando o equivalente de Norton da sua rede (rede interna) em paralelo com as admitâncias harmônicas da rede básica

(rede externa) vistas do PAC, conforme mostrado na Figura 19. Nesta figura,  $I(h)$  e  $Y_i(h)$  denotam a corrente e a admitância de Norton da rede interna. Por outro lado,  $Y_e(h)$  denota a admitância da rede externa representada por seu LG.



**Figura 19 - Circuito equivalente de Norton visto do PAC**

Fonte: Adaptado de (ONS RE 2.1 057/2008..., 2010).

Onde:

- $I(h)$  = Corrente equivalente da rede interna;
- $Y_i(h)$  = Admitância equivalente da rede interna;
- $Y_e(h)$  = Admitância equivalente da rede externa.

De acordo com o descrito na seção 3.4.2 a corrente equivalente da rede interna é obtida através de medições em campo ou dados de fabricantes, as admitâncias da rede interna e externa são obtidas através da modelagem e simulação computacional. Vale ressaltar que a admitância da rede externa é representada através de um diagrama de lugar geométrico.

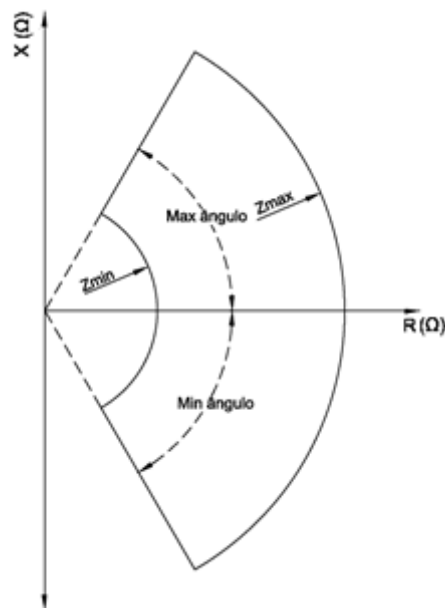
Devido às diversas configurações supracitadas, os estudos para determinação das impedâncias equivalentes têm como resultado diferentes impedâncias para cada ordem harmônica. Para cada frequência harmônica considerada nos estudos, são simulados diversos valores de impedâncias representando todas as contingências, configurações e condições futuras do sistema. Estes resultados podem ser apresentados em forma de tabelas ou na

forma de gráficos de envoltórios, também conhecidos como lugares geométricos. Nestes diagramas todas as impedâncias ou admitâncias simuladas para uma determinada frequência são plotadas e englobadas por um respectivo envoltório. Este tipo de representação permite uma avaliação conservativa, pois dentre todos os casos estudados, apenas os piores são levados em consideração e considerando uma determinada margem de segurança. Segundo [ONS RE 2.1 057/2008..., 2010], a justificativa para representar a impedância harmônica da rede básica vista do PAC sob a forma de LG é o fato desta impedância ser variável ao longo do tempo, formando uma nuvem de pontos durante a vida útil da instalação. Outro motivo apresentado pelo ONS para utilização do LG é a imprecisão inerente dos dados, modelos e ferramentas de cálculos das impedâncias harmônicas. Existem diferentes tipos de diagramas envoltórios utilizados, sendo que os principais serão descritos na sequência.

### 1. Setores Circulares

Os lugares geométricos formados por envoltórios de setores circulares englobam todas as impedâncias harmônicas consideradas a partir da determinação dos menores valores dos raios e ângulos de acordo com a Figura 20. Os valores dos raios são determinados a partir do valor máximo e mínimo das impedâncias, e seus respectivos ângulos também são determinados a partir dos valores máximos e mínimos.





**Figura 20 - Exemplo de lugar geométrico – setor circular**

Fonte: Adaptado de (IEEE PES..., 2011).

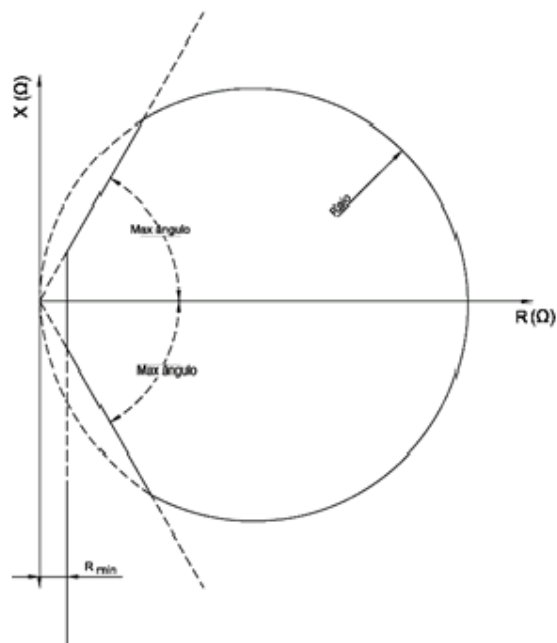
Contudo, segundo Arrilaga e Watson (2003, p. 226) existem algumas desvantagens na utilização deste método das quais se podem destacar:

- Em casos de ressonâncias paralelas, os valores de impedâncias máximas calculados pelos setores circulares, definirão reatâncias correspondentes que normalmente estão acima dos valores reais;
- Os valores dos ângulos máximos e mínimos normalmente são menores do que aqueles determinados pelos valores extremos de reatâncias;
- A relação entre os limites mínimos de impedância ( $Z$ ) e resistências ( $R$ ) calculados pelos setores circulares dificilmente representam a realidade.

## 2. Diagramas Circulares

Este método determina uma região envoltória que englobe todas as impedâncias modeladas no plano X-R através da determinação de uma circunferência cujo raio abrange as impedâncias máximas do diagrama.

Adicionalmente também devem ser considerados os ângulos máximos e mínimos, bem como a resistência mínima do sistema, de acordo com a Figura 21.



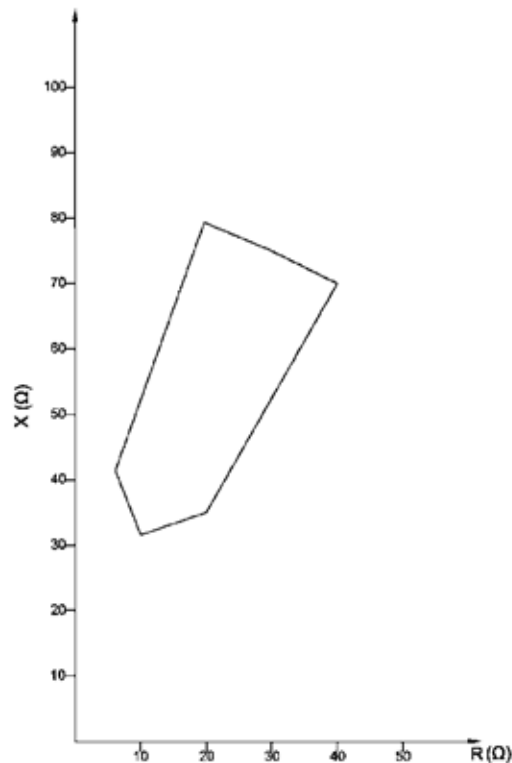
**Figura 21 - Exemplo de lugar geométrico – diagrama circular**

Fonte: Adaptado de (IEEE PES..., 2011).

A utilização dos diagramas circulares permite uma melhor representação dos valores reais do sistema, quando comparada a técnica dos setores circulares. Porém, o raio da circunferência é determinado a partir do valor de impedância máxima do diagrama, que normalmente é determinado por uma ressonância paralela, a qual pode alterar os resultados finais da análise. Desta forma o uso desta metodologia pode resultar no dimensionamento de filtros maiores que o necessário. (ARRILAGA; WATSON, 2003, p. 227)

### 3. Polígonos Discretos

Para representações mais precisas das impedâncias do sistema, é necessário o uso de diferentes diagramas para diversas faixas de frequências. Esta técnica permite o desenvolvimento de setores limitados para cada harmônico, de forma que o dimensionamento dos filtros é mais exato. Um exemplo de diagrama de polígonos discretos é apresentado na Figura 22.



**Figura 22 - Exemplo de lugar geométrico – polígono discreto**

**Fonte: Adaptado de (IEEE PES..., 2011).**

Segundo Arrilaga e Watson (2003, p. 228), a técnica dos polígonos discretos para altas frequências pode gerar polígonos muito grandes, e desta forma é mais prático utilizar um digrama circular para altas frequências. Usualmente polígonos discretos são utilizados até a 13<sup>o</sup> ordem, e todas as outras ordens são englobadas em um mesmo diagrama circular.

Segundo ONS, estas grandezas devem ser determinadas para cada harmônico  $h$  de interesse (2<sup>o</sup> até o 50<sup>o</sup> harmônico).

O objetivo do método do lugar geométrico das admitâncias é determinar o máximo valor possível de distorção harmônica no PAC, para cada ordem harmônica  $h$  de interesse. Esta distorção máxima é determinada matematicamente por (VÉLIZ, 2013):

$$DHT_{max} = \frac{I(h)}{Y_{min}(h)} \times 100\% \quad [3]$$

Onde:

$DHT_{max}$  = distorção harmônica de tensão máxima no PAC;

$Y_{min}(h)$  = Valor mínimo da admitância harmônica equivalente entre as admitâncias da rede interna e externa.

$Y_{min}(h)$  é calculado da seguinte forma:

$$Y_{min}(h) = Y_i(h) + Y_{emin}(h) \quad [4]$$

O valor mínimo da admitância harmônica equivalente entre as admitâncias da rede interna e externa ( $Y_{min}(h)$ ) também pode ser determinado de forma geométrica. Para tanto, primeiramente é necessário traçar o diagrama do lugar geométrico com os valores de admitância da rede externa, ou seja, no plano G x B (condutância x susceptância). Através deste diagrama, o valor de  $Y_{min}(h)$  é determinado através do cálculo da menor distância entre o vetor  $-Y_i(h)$  e o envoltório do lugar geométrico da admitância, de acordo com o apresentado na Figura 23.

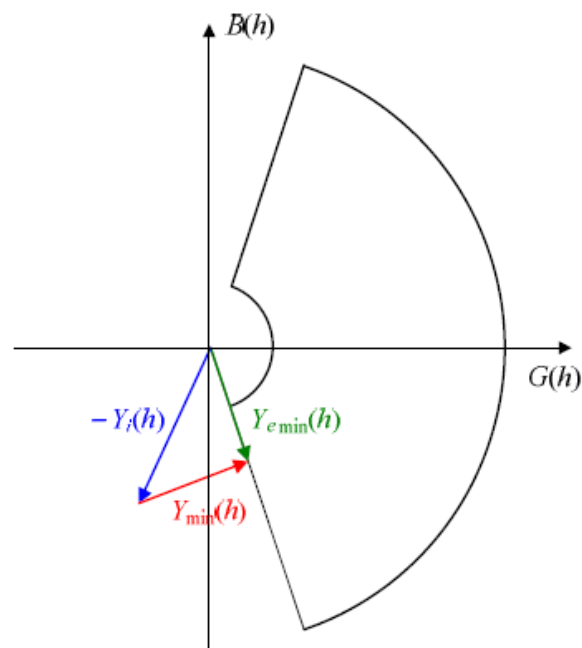


Figura 23 – Determinação geométrica de  $Y_{min}(h)$

Fonte: (VÉLIZ, 2013).

O método acima apresentado consiste no método do lugar geométrico das admitâncias para a determinação da distorção harmônica máxima de tensão no PAC causada pela conexão de cargas não lineares. É possível verificar que o valor de  $Y_{\min}(h)$  varia de acordo com o tipo do envoltório traçado no lugar geométrico. A influência do tipo do envoltório utilizado nos valores de distorção harmônica de tensão será avaliada no presente trabalho.

### 3.5 Considerações Finais

Nesse capítulo foram apresentados os conceitos de energia eólica, tratando inicialmente do histórico dessa fonte alternativa e da análise dos ventos para um melhor entendimento quanto à evolução dos aerogeradores e o seu funcionamento. Além disso, foram estudadas as características das turbinas eólicas bem como os tipos de conexão. As instalações eólicas, especialmente as que possuem conversores eletrônicos, apresentam diversos problemas relacionados à qualidade de energia dentre os quais podemos citar: variação lenta de tensão, variação de tensão de curta duração, flutuação de tensão e harmônicos.

A determinação do potencial de injeção de harmônicos de um parque eólico, foco deste trabalho, é uma tarefa complexa e trabalhosa, uma vez que são diversos os fatores que influenciam nos resultados destes estudos. Para obtenção de resultados precisos é imprescindível uma modelagem detalhada do complexo eólico estudado a fim de levantar o perfil de impedâncias em função das frequências harmônicas do parque, identificando pontos de ressonâncias paralelas e série. Adicionalmente devem se determinadas as magnitudes das correntes harmônicas injetadas pelos aerogeradores, preferencialmente a partir de medições em campo. Outro fator relevante para a correta avaliação harmônica de uma instalação de geração eólica é a determinação da impedância harmônica equivalente da rede, na qual devem ser consideradas as diferentes configurações possíveis da rede, contingências e estados futuros. A grande quantidade de dados necessários para a análise

da impedância da rede faz com que sejam utilizados diagramas invólucros, ou lugares geométricos, para a determinação do pior caso da impedância da rede.

De acordo com o procedimento supracitado, na sequência deste trabalho pretende-se realizar um estudo do potencial de geração harmônica de um complexo eólico genérico, a fim de avaliar o impacto da determinação das impedâncias da rede elétrica nos valores de distorções harmônicas no PAC do mesmo. Para tanto, serão utilizadas medições das correntes harmônicas de aerogeradores reais disponibilizadas pelo LACTEC, para representar estas fontes nas simulações computacionais. A modelagem do sistema de geração eólica genérico, para determinação do perfil de impedâncias por faixas de frequências, será realizada no *software* HarmZs, onde será definida uma topologia do parque a ser simulado, e cada um de seus componentes será detalhadamente modelado. Para a determinação das impedâncias equivalentes da rede elétrica, serão utilizados dados disponibilizados pela ONS, referentes às diversas configurações, contingências e estados futuros do SIN. Para a avaliação destes dados, será implementado em Matlab uma rotina a fim de determinar o pior caso dentre todos os considerados, através da utilização do método do lugar geométrico.

A partir dos resultados deste estudo será possível avaliar os índices de geração harmônica no PAC do complexo eólico modelado, bem como a influência da determinação das impedâncias harmônicas da rede externa, nos valores de distorções harmônicas do parque eólico.

## 4 CIRCUITO EQUIVALENTE DE NORTON VISTO DO PAC

Conforme já citado no item 3.4.3, o método do lugar geométrico das admitâncias necessita do equivalente de Norton da rede interna e das admitâncias harmônicas da rede externa vistas do PAC. Neste capítulo, serão apresentados os métodos utilizados para a obtenção desses elementos através das modelagens do complexo eólico e da rede básica utilizando o *software* HarmZs.

### 4.1 Apresentação HarmZs

O programa HarmZs do Cepel é uma ferramenta que permite o estudo do comportamento harmônico e análise modal de redes elétricas de grande porte, modelando adequadamente a dependência de seus parâmetros com a frequência. Especificamente neste trabalho, o HarmZs é utilizado para o cálculo de impedâncias e correntes harmônicas.

Exemplos relacionados à interface gráfica do *software* podem ser vistas na Figura 24.

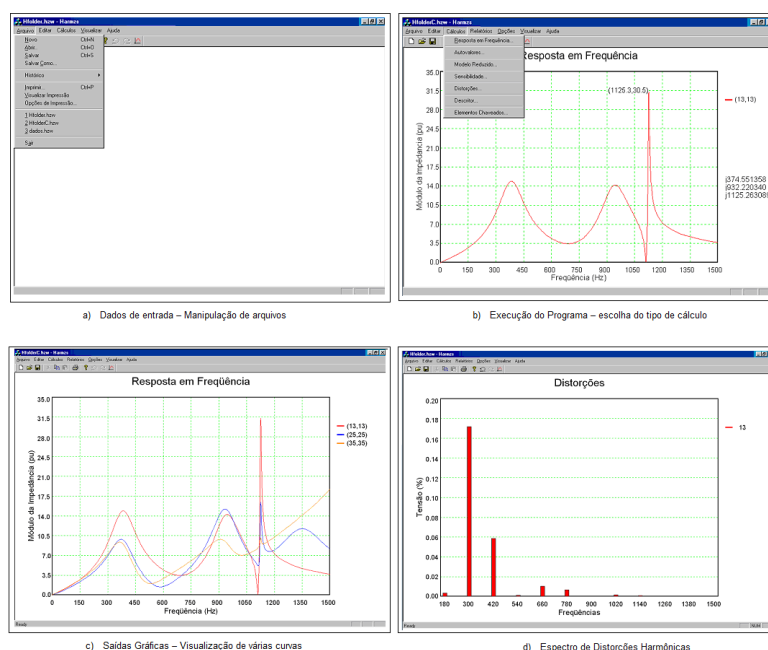


Figura 24 – Exemplos relacionados à interface gráfica – HarmZs

Fonte: Autoria Própria.

## 4.2 Layout do complexo eólico

O layout do complexo eólico do presente trabalho foi definido com base no complexo real. Devido à confidencialidade do complexo eólico legítimo, o layout inicial que possuía seis parques eólicos, foi reduzido para três com características e potências semelhantes, conforme Tabela 4.

**Tabela 4 – Potência instalada CGE modelado**

NOME DO PARQUE	POTÊNCIA INSTALADA
PARQUE EÓLICO 1 - PQ1	27 MW
PARQUE EÓLICO 2 - PQ2	28,5 MW
PARQUE EÓLICO 3 - PQ3	27 MW



A Figura 25, representa o diagrama Unifilar com o layout final do complexo estudado.

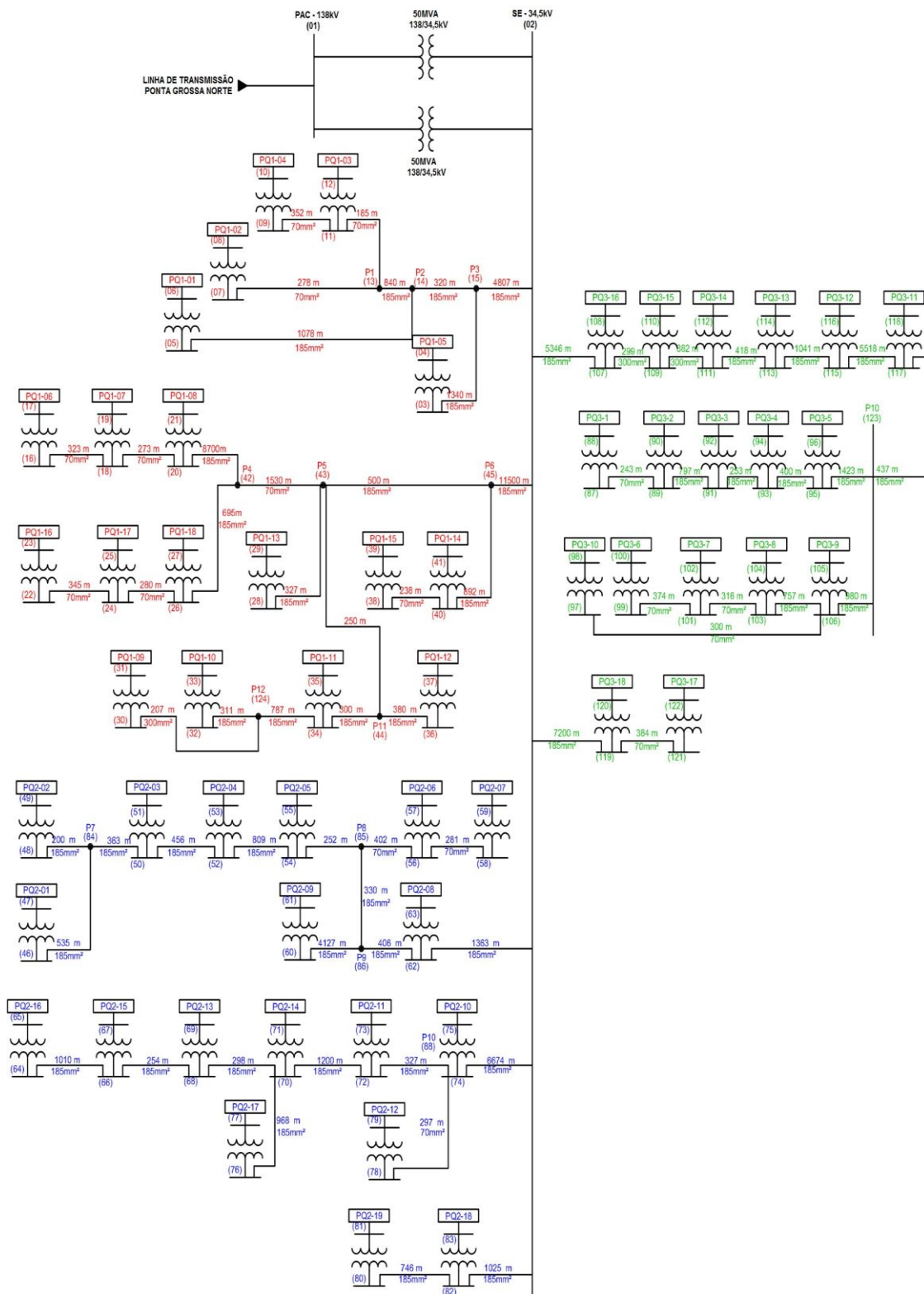


Figura 25 - Layout do Complexo eólico

Fonte: Autoria Própria.

### 4.3 Medições das correntes Harmônicas

Para a elaboração da modelagem do complexo eólico no *software* HarmZs, foram utilizadas medições das correntes harmônicas geradas pelos aerogeradores do mesmo. Conforme solicitado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), é necessário realizar medições de correntes harmônicas em pelo menos um aerogerador de cada parque do complexo eólico. (ONS..., 2013, p.18):

No caso deste trabalho, o Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento-LACTEC realizou e disponibilizou essas medições seguindo os preceitos relatados na IEC 61400-21 2.0 "*Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*" (IEC 61400-21..., 2008).

Para isso, foi utilizado o analisador de qualidade da energia elétrica Power Guia 440S da série ENCORE SERIES 61000 System e marca Dranetz BMI, ilustrado na Figura 26.



Figura 26 - Medidor de qualidade da energia Power Guia 440S da fabricante Dranetz BMI.

Fonte: Autoria Própria.

As medições foram realizadas no primário dos transformadores elevadores localizados na saída dos aerogeradores com um período de agregação de 10 minutos. Nestas medições foram monitoradas as tensões e correntes de cada fase bem como levantados diferentes parâmetros de qualidade de energia. Para o presente trabalho foram utilizados os valores das distorções harmônicas de corrente da 2ª à 50ª ordem.

Em posse das medições cedidas pelo LACTEC, estes dados foram tratados de acordo com o método indicado na IEC 61400-21 2.0 (IEC 61400-21..., 2008) onde os valores de corrente são divididos em 10 faixas da potência nominal do aerogerador (0-10%, 10%-20%,..., 90% – 100%) e calculados os valores do percentil 95% para cada intervalo e cada ordem harmônica. O modelo desta tabela consta no anexo A.3.1 da IEC 61400-21 2.0 (IEC 61400-21..., 2008) e é apresentada na *Figura 27*.

Os valores das medições dos três tipos de aerogeradores utilizados neste trabalho estão disponíveis no Apêndice I, sendo aplicados na seção 4.5 para o cálculo da corrente de Norton do complexo eólico.

Pbin(%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	Corrente utilizada
H	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	
2	3,534	7,755	11,082	16,850	23,635	25,266	35,214	39,449	43,072	46,923	49,718	<b>49,718</b>
3	2,449	4,309	5,612	5,942	6,633	6,746	10,033	10,382	11,146	11,285	11,572	<b>11,572</b>
4	1,511	2,615	3,353	3,252	3,375	3,500	5,531	5,788	5,802	5,943	6,100	<b>6,100</b>
5	9,194	17,675	24,749	18,440	15,077	16,062	23,171	20,648	19,342	20,026	16,788	<b>24,749</b>
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
46	1,394	2,505	3,229	2,971	2,831	2,890	4,749	4,783	4,732	4,733	4,294	<b>4,783</b>
47	1,389	2,507	3,225	2,976	2,831	2,892	4,740	4,800	4,738	4,740	4,309	<b>4,800</b>
48	1,394	2,506	3,222	2,972	2,827	2,891	4,731	4,785	4,737	4,743	4,304	<b>4,785</b>
49	1,392	2,509	3,226	2,976	2,835	2,893	4,735	4,785	4,738	4,739	4,288	<b>4,785</b>
50	1,052	1,859	2,407	2,226	2,138	2,157	3,605	3,521	3,423	3,538	3,131	<b>3,605</b>

**Figura 27 - Exemplo de Medição da Corrente Harmônica em um Aerogerador**

**Fonte: Autoria Própria.**

#### **4.4 Modelagem do complexo eólico**

Na etapa de modelagem do complexo, utilizou-se o *software* HarmZs para representar todos os componentes físicos do mesmo, tais como, transformadores, barramentos, linhas, correntes harmônicas medidas em campo e por fim o Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Essa representação é realizada utilizando um editor de texto onde são inseridos os códigos de

execução do *Software* HarmZs além de todos os dados necessários para a construção do modelo.

- **Características Gerais do Parque**

O complexo eólico em questão foi modelado na frequência de 60 Hz, utilizando potência base de 100 MVA, inserção de dados na unidade PU, metodologia de modelagem em matriz Y(s), e denominação de barras utilizando números.

As características gerais do parque são apresentadas através do código DGERAIS apresentado na Figura 28.

```

DGERAIS
FREQUENCIA      60.000000
SBASE           100.000000
DADOS           PU
INTERFACE        PU
METODOLOGIA     YS
TITULO          PARQUE_EÓLICO
IDBARRA         NUMERO
FIM
  
```

Figura 28 - Código DGERAIS do HarmZs

Fonte: Aatoria Própria.

- **Grupos Base de Tensão**

As tensões utilizadas no complexo eólico são de 138kV, 34,5kV e 0,62kV.

A modelagem dos grupos base de tensão é feita através do código de execução DGBT e define numericamente os grupos presentes no projeto. A Figura 29 ilustra essa definição.

```

DGBT
1  138.0000
2  34.5000
3  0.6200
FIM
  
```

Figura 29 - Código DGBT do HarmZs

Fonte: Autoria Própria.

- **Áreas do sistema**

O código de execução DARE permite a associação de nomes ao sistema. Com isso, o sistema foi dividido em três áreas: PAC (Ponto de Acoplamento comum), MT (relacionado às áreas de Média Tensão), e BT (relacionado às áreas de Baixa Tensão),

```

DARE
1  "PAC"
2  "MT"
3  "BT"
FIM
  
```

Figura 30 - Código DARE do HarmZs

Fonte: Autoria Própria.

- **Leitura dos dados de Barras**

O complexo eólico modelado é formado por 124 barras dentro das 3 áreas de tensão sendo: 1 barra em 138kV, 68 barras em 34,5kV e 55 barras em 0,62kV.

A modelagem dos dados de barra é feita pelo código DBAR, conforme Figura 31.

DBAR						
%	Num	Nome	Tensao	Angulo	Base	Area
	1	"PAC"	1	0	1	1
	2	"SE"	1	0	2	2
	3	"PQ1-5-MT"	1	0	2	2
	4	"PQ1-5-BT"	1	0	3	3
	.	.	.	.	.	.
	.	.	.	.	.	.
	.	.	.	.	.	.
	121	"PQ3-17-MT"	1	0	2	2
	122	"PQ3-17-BT"	1	0	3	3
	123	"PQ3P10-MT"	1	0	2	2
	124	"PQ3P12-MT"	1	0	2	2
FIM						

Figura 31 - Código DBAR do HarmZs

Fonte: Autoria Própria.

- **Leitura dos dados de Linhas**

O layout do complexo eólico estudado possui 77 linhas de transmissão com condutores que variam entre 70, 185 e 300 mm<sup>2</sup> de bitola, das quais 15 linhas são de 70 mm<sup>2</sup>, 59 linhas são de 185 mm<sup>2</sup> e 3 linhas são de 300 mm<sup>2</sup>. Utilizando catálogos de fabricantes de condutores e dispondo dos comprimentos de cada linha, é possível chegar aos valores de resistências, reatâncias e capacitâncias dos condutores em PU/km.

Os dados das Linhas de transmissão são lidos através do código DLIN. A Figura 32 apresenta parte da modelagem das linhas do complexo eólico.

DLIN	De	Para	Circ	Est	Resistencia	Reatancia	Suscep/Capac	Comprimento	PI	Identificador
%										
2	15	1	1		0.0168	0.0302	5.5e-005	4.807	0	0
15	3	1	1		0.0168	0.0302	5.5e-005	1.304	0	0
15	14	1	1		0.0168	0.0302	5.5e-005	0.32	0	0
14	13	1	1		0.0168	0.0302	5.5e-005	0.84	0	0
.	.	.	.		.	.	.	.	.	.
.	.	.	.		.	.	.	.	.	.
.	.	.	.		.	.	.	.	.	.
103	101	2	1		0.0468	0.0147	0.000646	0.316	0	0
101	99	1	1		0.0468	0.0147	0.000646	0.374	0	0
106	97	2	1		0.0107	0.0117	0.000104	0.3	0	0
2	119	1	1		0.0168	0.0302	5.5e-005	7.2	0	0
119	121	1	1		0.0468	0.0147	0.000646	0.384	0	0
FIM										

**Figura 32 - Código DLIN do HarmZs**

Fonte: Autoria Própria.

- **Leitura dos dados de Transformadores de dois enrolamentos**

O caso estudado possui um total de 57 Transformadores de dois enrolamentos, sendo 55 transformadores de 1.6 MVA – 34,5/0,62 KV localizados na saída de cada aerogerador e dois transformadores de 50MVA – 34,5 / 138 KV localizados na subestação de saída do complexo eólico. Os dados dos equipamentos utilizados na modelagem foram retirados das especificações do fabricante.

A modelagem é feita pelo código de execução DTR2 e os dados dos transformadores são apresentados conforme Figura 33:

DTR2	De	Tensao_De	Ang_De	Para	Tensao_Para	Ang_Para	Resistencia	Reatancia	S_Base	Circ	Est	Identificador
%	1	1	0	2	1	-30	0	0.175	50	1	1	0
	1	1	0	2	1	-30	0	0.175	50	2	1	0
	5	1	0	6	1	-30	0	0.06	1.6	1	1	0
	7	1	0	8	1	-30	0	0.06	1.6	1	1	0
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
	111	1	0	112	1	-30	0	0.06	1.6	1	1	0
	109	1	0	110	1	-30	0	0.06	1.6	1	1	0
	121	1	0	122	1	-30	0	0.06	1.6	1	1	0
	119	1	0	120	1	-30	0	0.06	1.6	1	1	0
FIM												

Figura 33 - Código DTR2 do HarmZs

Fonte: Autoria Própria.

### • Leitura das fontes Harmônicas

A modelagem dos aerogeradores foi realizada através da inserção de fontes de corrente harmônica, isso se deve ao fato do foco do presente estudo ser o impacto harmônico do complexo eólico, de forma que outras características destes geradores não foram consideradas. Segundo já citado no item 4.3, os valores de corrente das fontes harmônicas foram obtidos através de medições reais cedidas pelo LACTEC. Cada parque eólico possui uma medição de qualidade de energia com correntes harmônicas medidas da 2ª até a 50ª harmônica. A inserção dos dados de correntes harmônicas medidas em campo é feita pelo código DSRC, conforme mostrado na Figura 34. É válido ressaltar que os valores inseridos no código de execução estão em PU

EXEMPLO PARQUE 1					EXEMPLO PARQUE 2					EXEMPLO PARQUE 3				
DSRC					DSRC					DSRC				
% PQ1 01					% PQ2 01					% PQ3 01				
% Barra Tipo Circ Est					% Barra Tipo Circ Est					% Barra Tipo Circ Est				
6 I 1 1					49 I 1 1					90 I 1 1				
%	Freq	Modulo	Angulo		%	Freq	Modulo	Angulo		%	Freq	Modulo	Angulo	
	120	0.000533905046333286		0		120	0.000500104007990912		0		120	0.000326215367252611		0
	180	0.000124269603250716		0		180	0.00028281175698771		0		180	0.000122918553583789		0
	240	6.55013887800296e-005		0		240	3.39961358455202e-005		0		240	5.65941019580062e-005		0
	300	0.000265775277369037		0		300	0.00120835117467317		0		300	0.000251362405546799		0
	360	6.45130860878048e-005		0		360	0.000108890359607201		0		360	6.35114452297183e-005		0
	420	0.000696393736293655		0		420	0.000747819316413201		0		420	0.000614200224350111		0
	480	7.07342201640484e-005		0		480	7.94054756250844e-005		0		480	6.60339693848454e-005		0
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
	2640	5.15164418658624e-005		0		2640	1.48194267095593e-006		0		2640	5.27807842590464e-005		0
	2700	5.14836605253149e-005		0		2700	1.41751038091437e-006		0		2700	5.27040024467469e-005		0
	2760	5.13598827049719e-005		0		2760	1.44972652593515e-006		0		2760	5.26615845224695e-005		0
	2820	5.15497884019365e-005		0		2820	1.41751038091437e-006		0		2820	5.26052062686831e-005		0
	2880	5.13887076768326e-005		0		2880	1.48194267095593e-006		0		2880	5.24688245880952e-005		0
	2940	5.13824905260392e-005		0		2940	1.48194267095593e-006		0		2940	5.27125934187524e-005		0
	3000	3.87171585390222e-005		0		3000	8.80574630568017e-006		0		3000	4.080228464045696e-005		0
FIMP					FIMP					FIMP				

Figura 34 - Código DSRC do HarmZs

Fonte: Autoria Própria.

#### 4.5 Equivalente de Norton Complexo eólico

Para estabelecer o Lugar Geométrico é necessário obter o equivalente de Norton do complexo eólico, determinando tanto a corrente harmônica de Norton quanto a impedância harmônica do complexo visto do PAC, conforme ilustrado na Figura 19.

Para a determinação da impedância harmônica do complexo visto do PAC com o sistema externo desconectado, utiliza-se o estudo de resposta em frequência, disponível no HarmZs. O estudo retorna valores de impedâncias independentes para cada ordem harmônica conforme Equação [5]:

$$Z_{ih} = \begin{bmatrix} Z_{i2} \\ Z_{i3} \\ \cdot \\ \cdot \\ Z_{i50} \end{bmatrix} \quad [5]$$

Já para obter o equivalente da corrente de Norton do complexo eólico, é necessário inserir um curto-circuito no Ponto de Acoplamento comum (PAC). Dentro da modelagem, esse processo é feito adicionando uma resistência com valor muito pequeno entre o PAC e a terra. Através dessa resistência é possível obter a corrente de curto circuito, ou seja, a corrente de Norton, para cada fonte harmônica individualmente.

O cálculo da corrente total, somando o efeito de cada um dos aerogeradores, é feito através da Equação [6] recomendada pela norma IEC – 61000-3-6 (IEC 61000-3-6..., 2008):

$$I_{h\_total} = \left( \sum_{i=1}^m I_{h,i}^a \right)^{\left(\frac{1}{a}\right)} \quad [6]$$

Onde:

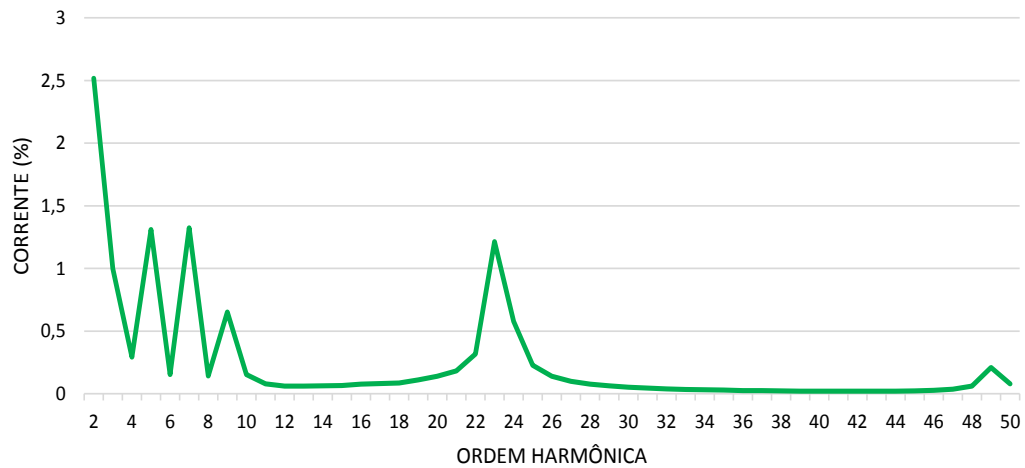
h – Ordem Harmônica

m – Número total de fontes

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

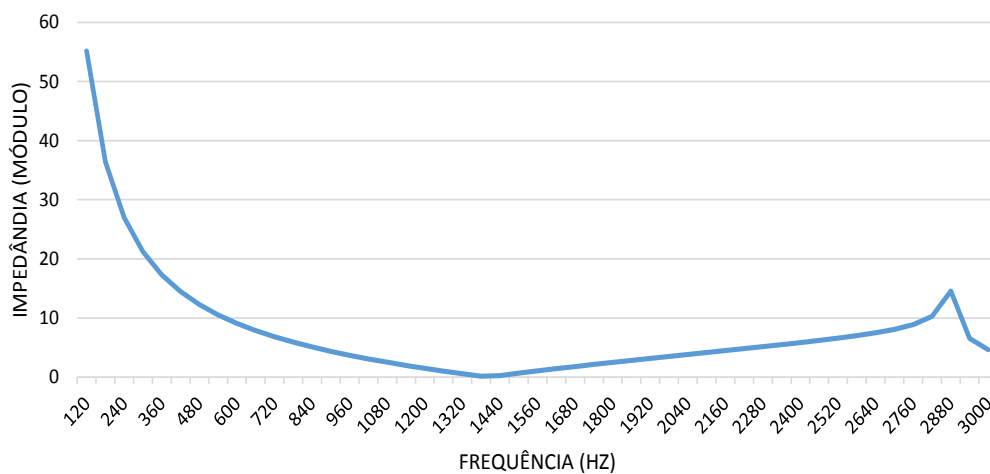


Os Gráficos 10, 11 e 12 representam os gráficos de saída do *software* HarmZs referentes à corrente, à impedância (em módulo e ângulo) do equivalente de Norton, que serão posteriormente utilizadas no estudo do Lugar Geométrico.



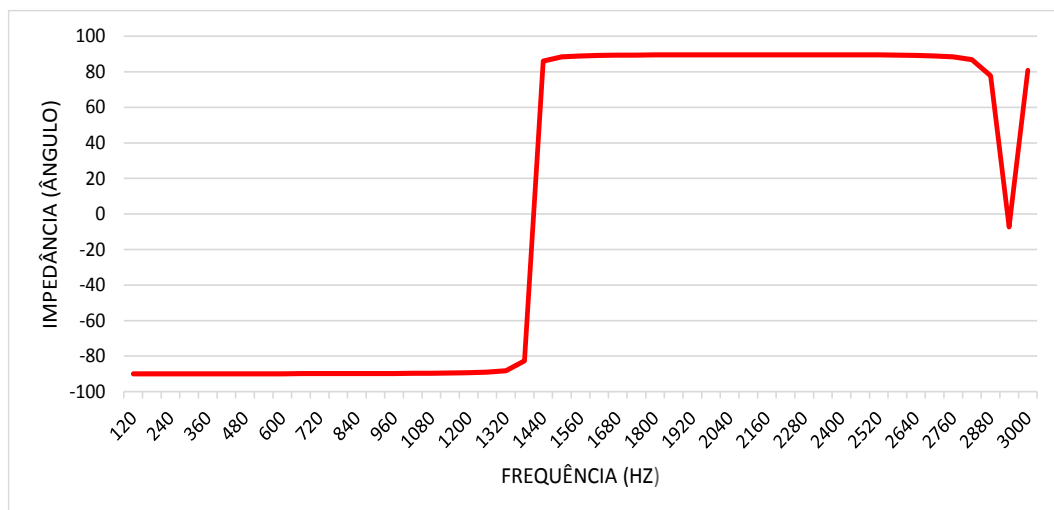
**Gráfico 10 - Corrente x Ordem Harmônica do complexo Eólico**

Fonte: Autoria Própria.



**Gráfico 11 - Impedância (módulo) x Frequência (Hz)**

Fonte: Autoria Própria.

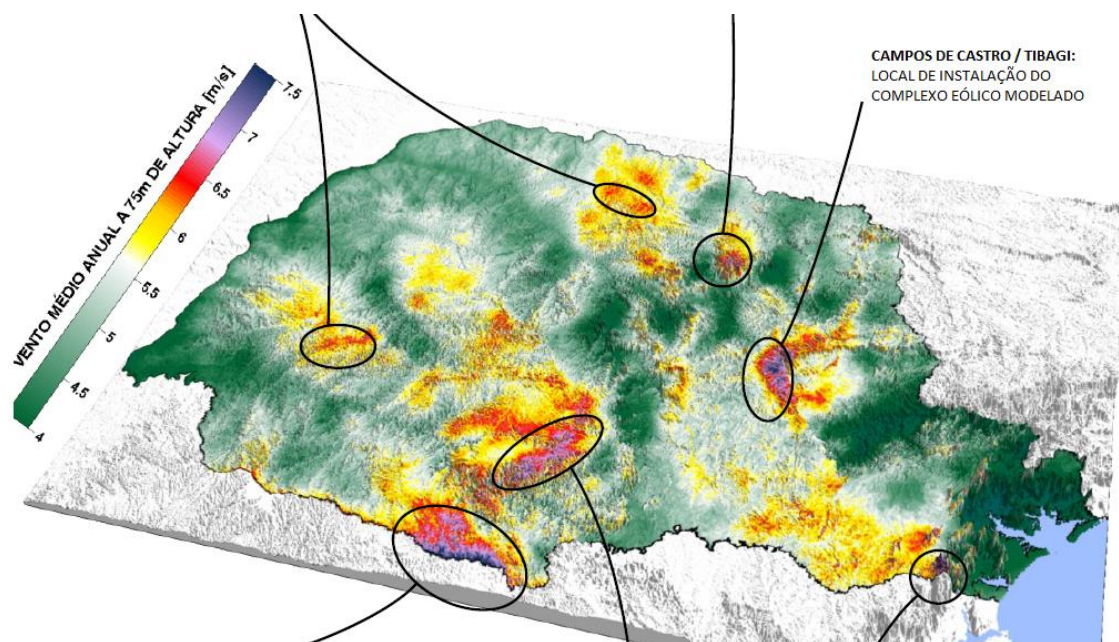


**Gráfico 12 - Impedância (ângulo) x Frequência (Hz)**

**Fonte: Autoria Própria.**

#### **4.6 LOCAL DE INSTALAÇÃO DO COMPLEXO EÓLICO MODELADO**

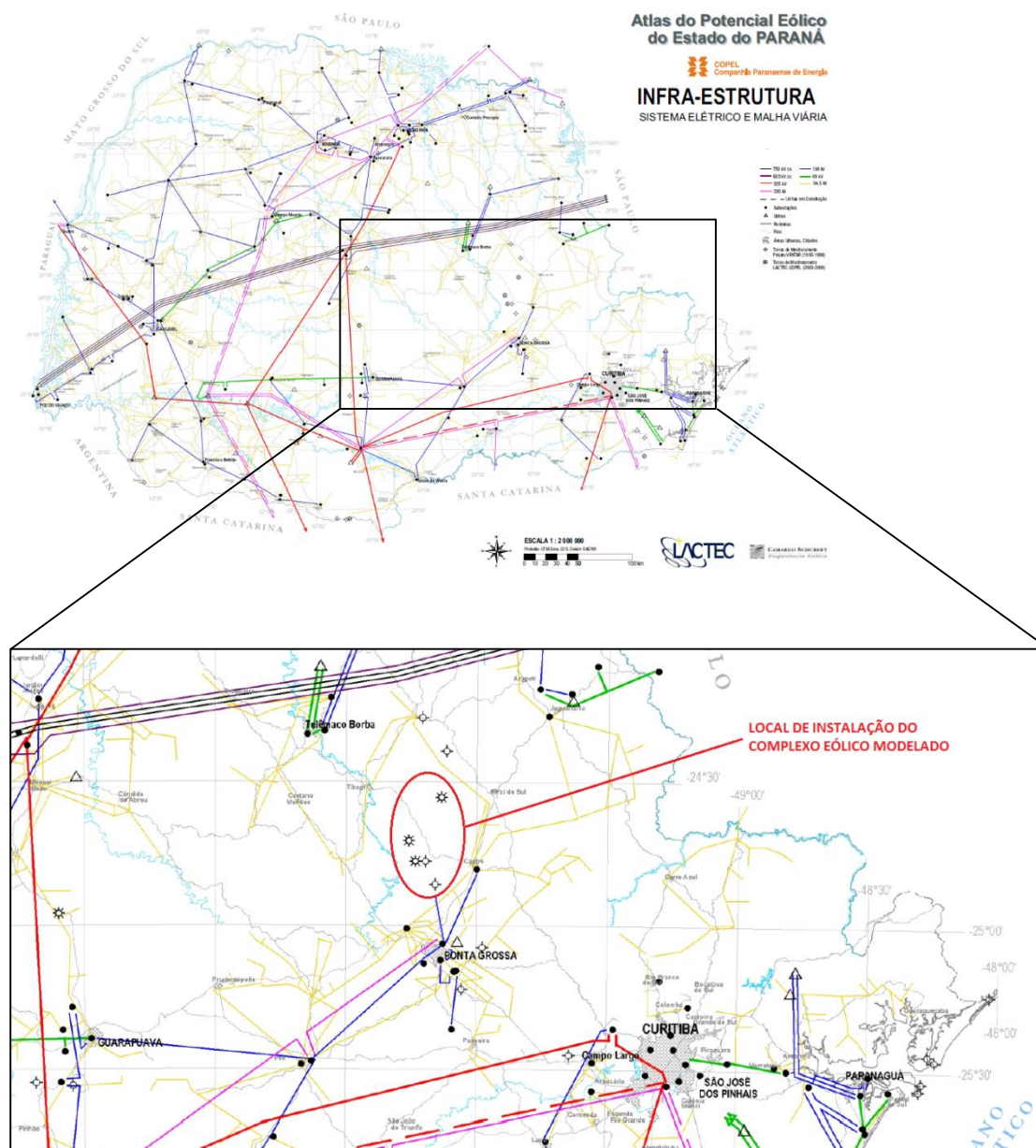
Tendo em vista a utilização das medições de qualidade de energia citadas no item 4.3, foi elaborada uma consulta ao Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná para definir a localidade do complexo eólico modelado. A região de Campos de Castro/Tibagi foi escolhida por possuir características de vento muito semelhante a do complexo eólico real onde foram executadas as medições. A região escolhida possui ventos com velocidades médias em torno de 7,0 a 7,5 m/s a uma altura de 70 metros e engloba as subestações de Ponta Grossa e Telêmaco Borba.



**Figura 35 – Áreas promissoras para empreendimentos eólicos.**

**Fonte: Adaptado de Atlas do Potencial Eólico do Paraná (COPEL, 2013).**

Considerando que o complexo eólico modelado possui uma subestação própria para a elevação da tensão de 34,5 KV de seu barramento para 138 kV, a subestação do SIN definida para a interligação com o parque foi a SE Ponta Grossa Norte por apresentar o barramento de tensão 138kV, além de possuir interligação com várias outras subestações do sistema, o que possivelmente viabilizaria uma otimização no fluxo de potência do próprio.



**Figura 36 – Localização do Complexo Eólico e Ponto de Interligação com o SIN.**  
**Fonte: Adaptado de Atlas do Potencial Eólico do Paraná (COPEL, 2013).**

#### **4.7 MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA BÁSICA DO SIN**

O desenvolvimento da modelagem da rede elétrica teve início a partir da definição da interligação do complexo eólico com o barramento da subestação de Ponta Grossa Norte. Para a análise da situação do barramento escolhido na rede básica foi necessária a utilização do *software* Análise de Redes em

Regime Permanente (ANAREDE). Em complementaridade ao estudo da modelagem, definiram-se casos de contingências com base no critério N-1, descrito em diretrizes e critérios para estudos elétricos do Submódulo 23.3 (ONS Submódulo 23.3..., 2010).

O objetivo da modelagem da rede elétrica, considerando os casos de contingências, teve enfoque na preparação de arquivos com os dados do sistema elétrico para serem utilizados no *software* HarmZs visando os estudos de distorções harmônicas propostos.

#### 4.7.1 Componentes da Rede Elétrica

Antecedente à descrição do desenvolvimento da modelagem da rede elétrica se observa a necessidade da caracterização dos elementos primários que a compõem. Como principais componentes, entendem-se os barramentos, as linhas de transmissão, os transformadores, as cargas, os geradores e os bancos de capacitores shunt.

- Barramentos: o sistema elétrico possui três tipos barramentos como os do tipo referência, os do tipo carga ou geração (PQ) e os do tipo geração (PV). Em cada um dos tipos de barramento as potências ativas ( $P_c$ ) e reativas ( $Q_c$ ) das cargas inerentes são conhecidas;

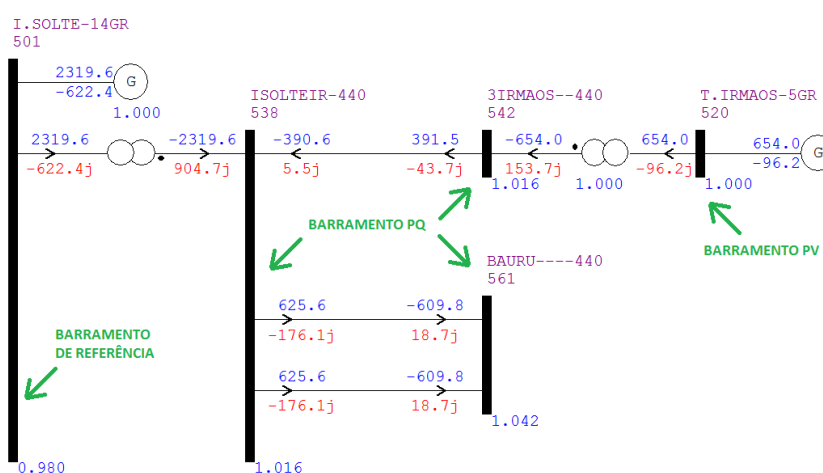


Figura 37 – Ilustração dos tipos de barramentos encontrados no ANAREDE.

Fonte: Autoria Própria.

- Linhas de transmissão: as linhas de transmissão podem ser modeladas de três maneiras diferentes: modelo de linha curta,

modelo pi-nominal e modelo de linha longa. A aplicação de cada modelo depende do comprimento da linha. Entretanto, na modelagem da rede as linhas são representadas pelo esquema pi-nominal por ser uma boa aproximação do elemento físico, além de ser o recurso disponível no *software* ANAREDE.

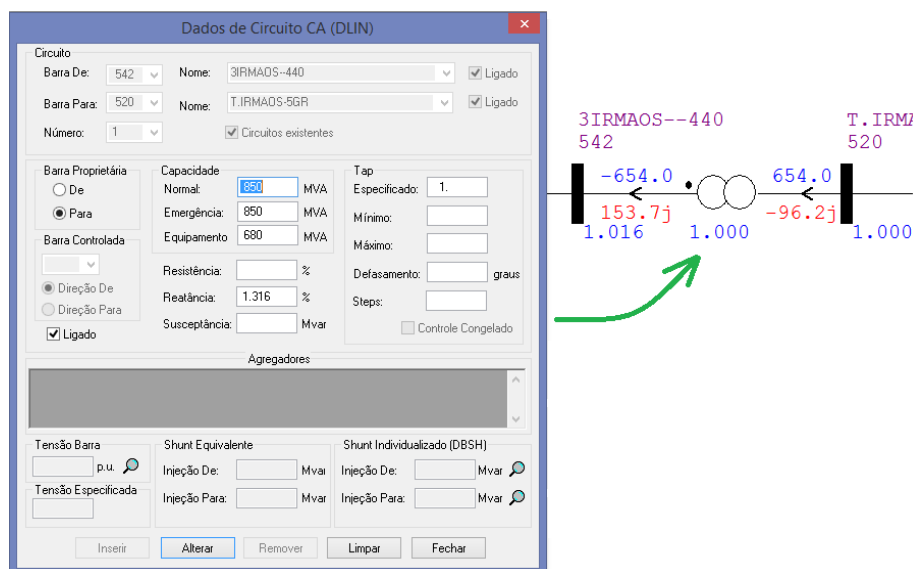
The screenshot shows the 'Dados de Circuito CA (DLIN)' window. It contains the following fields and options:

- Circuito:** Barra De: 538, Nome: ISOLTEIR-440,  Ligado
- Barra Para: 542, Nome: 3IRMADS-440,  Ligado
- Número: 1,  Circuitos existentes
- Barra Proprietária:**
  - De:  (selected)
  - Para:
- Barra Controlada:**
  - Direção De:  (selected)
  - Direção Para:
  - Ligado
- Capacidade:**
  - Normal: 1524 MVA
  - Emergência: 1524 MVA
  - Equipamento: 1524 MVA
- Resistência:** .06 %
- Reatância:** .81 %
- Susceptância:** 48.63 Mvar
- Tap:** Especificado:  graus
- Mínimo:  graus
- Máximo:  graus
- Steps:
- Controle Congelado
- Agregadores:** (Empty list)
- Tensão Barra:**  p.u.
- Tensão Especificada:**
- Shunt Equivalente:**
  - Injeção De:  Mvar
  - Injeção Para:  Mvar
- Shunt Individualizado (DBSH):**
  - Injeção De: 0 Mvar
  - Injeção Para: 0 Mvar
- Buttons: Inserir, Alterar, Remover, Limpar, Fechar

**Figura 38 – Exemplo dos dados de linhas de transmissão encontrados no ANAREDE.**

**Fonte: Autoria Própria.**

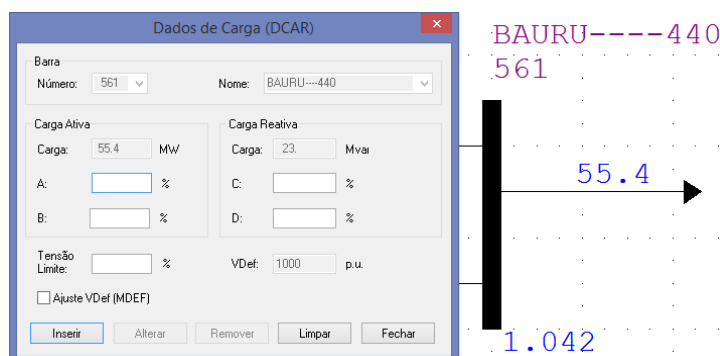
- **Transformadores:** estes equipamentos são basicamente definidos por sua reatância em sistemas de potência, de modo que esta representa a impedância do transformador na maioria dos casos. O *software* ANAREDE permite a modelagem deste componente a partir de suas principais características, que podem ser visualizados na Figura 39.



**Figura 39 – Exemplo dos dados de transformadores encontrados no ANAREDE.**

**Fonte: Autoria Própria.**

- **Cargas:** para a modelagem da rede se representaram as cargas como potências de consumo constantes. Desta forma, os barramentos PQ são definidos tipicamente para a aplicação destas em estudos de sistemas de potência. O *software* ANAREDE permite a modelagem deste elemento a partir da inserção dos valores de potência de consumo ativa e reativa.

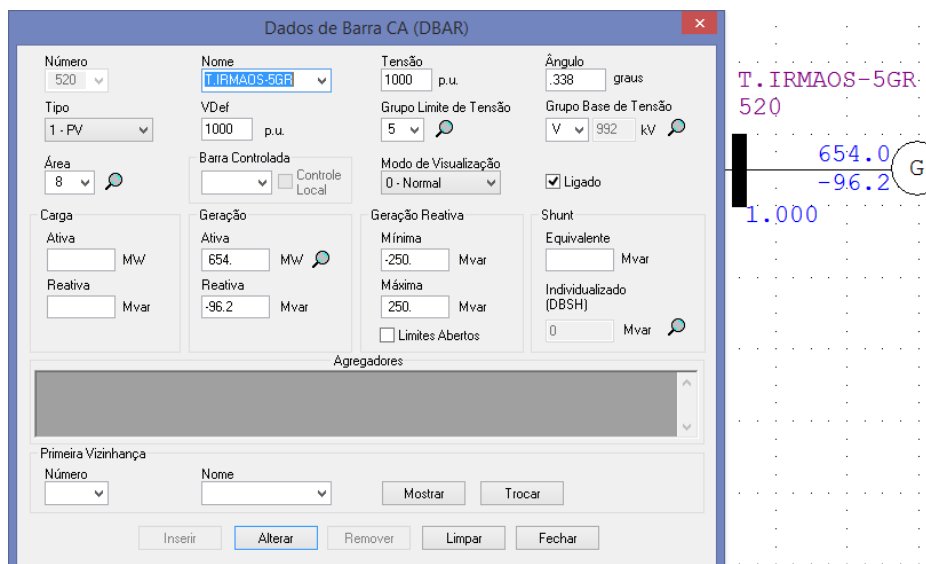


**Figura 40 – Exemplo dos dados de carga encontrados no ANAREDE.**

**Fonte: Autoria Própria.**

- **Geradores:** a partir da conexão de determinado gerador em um dado barramento é possível impor a potência gerada pelo próprio, bem como o valor da tensão nominal que prevalecerá na barra. A ocorrência deste fato caracteriza o tipo de barramento como PV. O

*software* ANAREDE permite a modelagem deste tipo de barra a partir da inserção dos valores de potência de geração ativa e o valor de tensão do barramento.

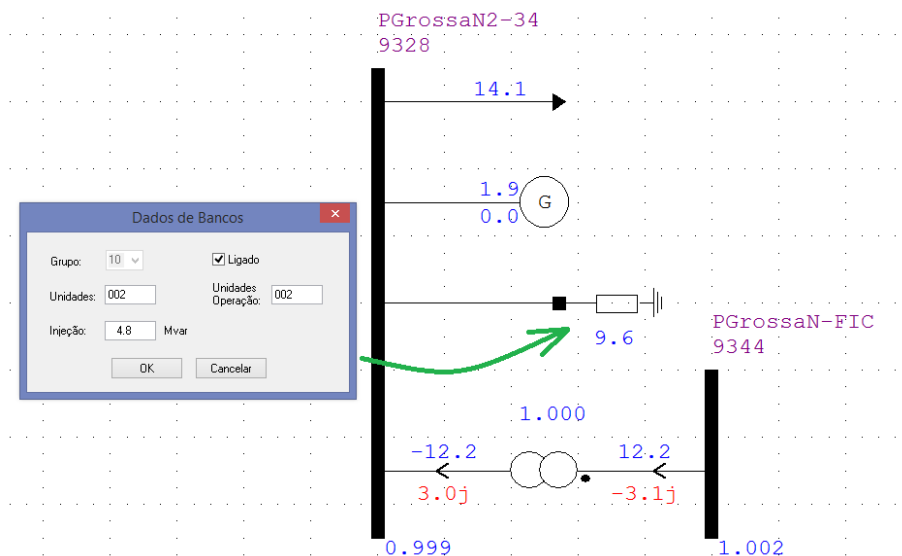


**Figura 41 – Exemplo dos dados de geração encontrados no ANAREDE.**

**Fonte: Autoria Própria.**

- Banco de capacitores shunt: utiliza-se os bancos de capacitores shunt para otimizar as tensões dos barramentos do sistema, assim como o fator de potência destes. Estes elementos permitem a injeção de potência reativa, de modo a controlar o fluxo de potência reativa nas barras. O *software* ANAREDE permite a modelagem destes componentes a partir da inserção dos valores de injeção de potência reativa no barramento desejado.





**Figura 42 – Exemplo dos dados de bancos shunt encontrados no ANAREDE.**

**Fonte: Autoria Própria.**

#### **4.7.2 Modelagem e Características da Rede Básica do SIN**

A primeira ação para o desenvolvimento da modelagem foi a obtenção dos dados referentes à rede básica, disponibilizados pelo ONS. O site disponibiliza várias informações para análise e estudos da rede elétrica, fornecendo arquivos para os *softwares* ANAREDE, ANAFAS, ANATEM e ANAT0, desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Neste trabalho se utilizaram os arquivos disponíveis para o *software* ANAREDE e para o ANAT0.

Após o acesso aos arquivos via ANAREDE, verificou-se que a rede elétrica (CA) nacional é constituída de 5338 barramentos, 4837 linhas, 2808 transformadores, 7 shunts de barra, 195 shunts de linha, 4 compensadores série e 27 compensadores estáticos, para o cenário de janeiro de 2014, independente do carregamento (pesado, leve e médio). Em seguida, identificou-se o barramento correspondente à subestação Ponta Grossa Norte que opera em 138kV, definido como ponto de conexão entre o complexo eólico modelado e a rede básica do SIN.

Com o objetivo de verificar a situação do barramento da SE Ponta Grossa Norte (138kV), desenvolveu-se a sua representação gráfica no *software*, de modo que os demais componentes do SIN interligados neste

fossem ilustrados. Conforme determinado pelo ONS para o estudo da rede devem ser representadas todas as barras que contemplam até a terceira vizinhança em relação ao barramento escolhido, conforme pode ser visualizado na Figura 43. Desta forma, a etapa subsequente foi a criação de arquivos com dados complementares para diversos geradores do sistema. Foram gerados três arquivos de dados de máquinas (um para cada carregamento da rede - pesado, médio e leve) a partir da utilização do recurso Análise de Transitórios em T0+ (ANAT0) disponível no ANAREDE. Os arquivos gerados (2014\_PESADO.stb, 2014\_MEDIO.stb e 2014\_LEVE.stb) contêm informações de máquinas como os valores de resistência de armadura, reatância sub-transitória de eixo direto, potência nominal, estado de operação e foram criados com o propósito de permitirem a modelagem de geradores da rede no *software* HarmZs posteriormente.

Visando uma adequada investigação de harmônicos no *software* HarmZs, verificou-se a necessidade de definir os casos de contingência na rede elétrica que poderiam impactar diretamente no comportamento das grandezas elétricas do barramento 830 (SE Ponta Grossa Norte - 138kV). A definição destes casos será detalhada na seção 4.7.4.

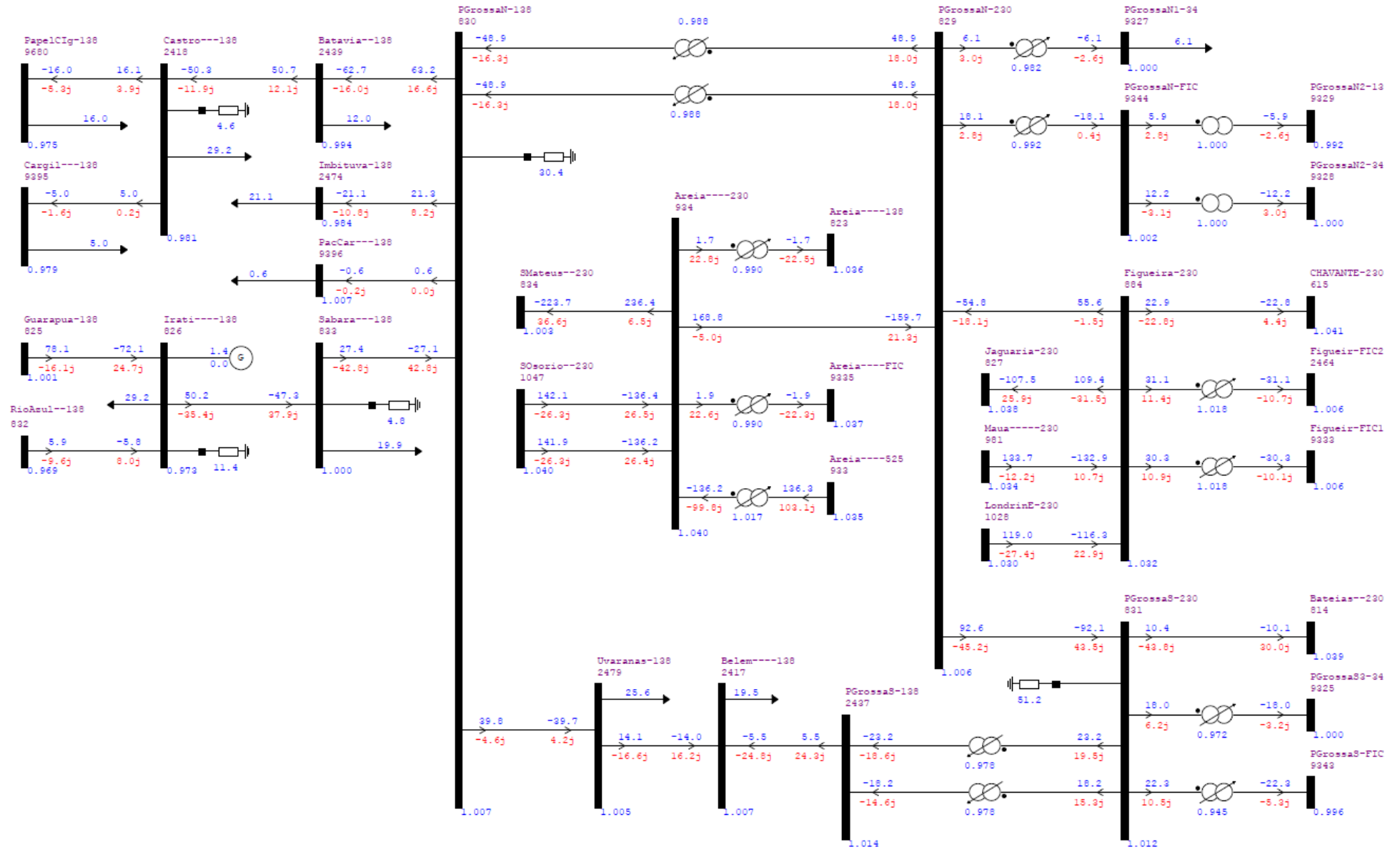


Figura 43 – Representação do barramento da SE Ponta Grossa Norte - 138kV (código 830).

### **4.7.3 Definição de contingência**

Em sistemas elétricos de potência o termo contingência é atribuído à situação de saída de determinado equipamento do sistema, tais como linhas de transmissão, transformadores, bancos de capacitores, entre outros. A ocorrência de contingências na rede elétrica é comum, visto que eventualmente dispositivos de proteção como relés e disjuntores atuam, em situações de anormalidade nas condições do sistema, com o objetivo de garantir a segurança e correta operação do mesmo.

As contingências são subdivididas em duas categorias: simples ou múltiplas. Classifica-se como caso de contingência simples (critério N-1) uma determinada situação em que somente um componente do sistema se encontra fora de operação. Por outro lado, o caso de contingências múltiplas (critério N-2, critério N-3, etc.) é verificado quando existe a saída simultânea de operação de dois ou mais componentes da rede elétrica em determinado evento.

Atendendo a necessidade de simulação de contingências simples, para estudos em sistemas de potência (ONS Submódulo 23.3..., 2010), neste trabalho se adotou o critério N-1 para os componentes interligados ao barramento 830 (SE Ponta Grossa Norte - 138kV).

### **4.7.4 Simulação de casos de contingência na rede básica do SIN**

A fim de modelar a rede elétrica para os estudos de distorções harmônicas, definiram-se os casos de contingência no ANAREDE para o cenário de janeiro de 2014 baseados no critério N-1, descritos na Tabela 5.

Seguindo os procedimentos descritos na seção 4.7.2, a Figura 44 exhibe os componentes da rede elétrica que são representados nas cores verde, laranja e azul, referindo-se à primeira, segunda e terceira vizinhanças respectivamente. As informações contidas nesta figura também fornecem suporte para a compreensão da Tabela 5, de modo que ambas as ilustrações são complementares entre si.

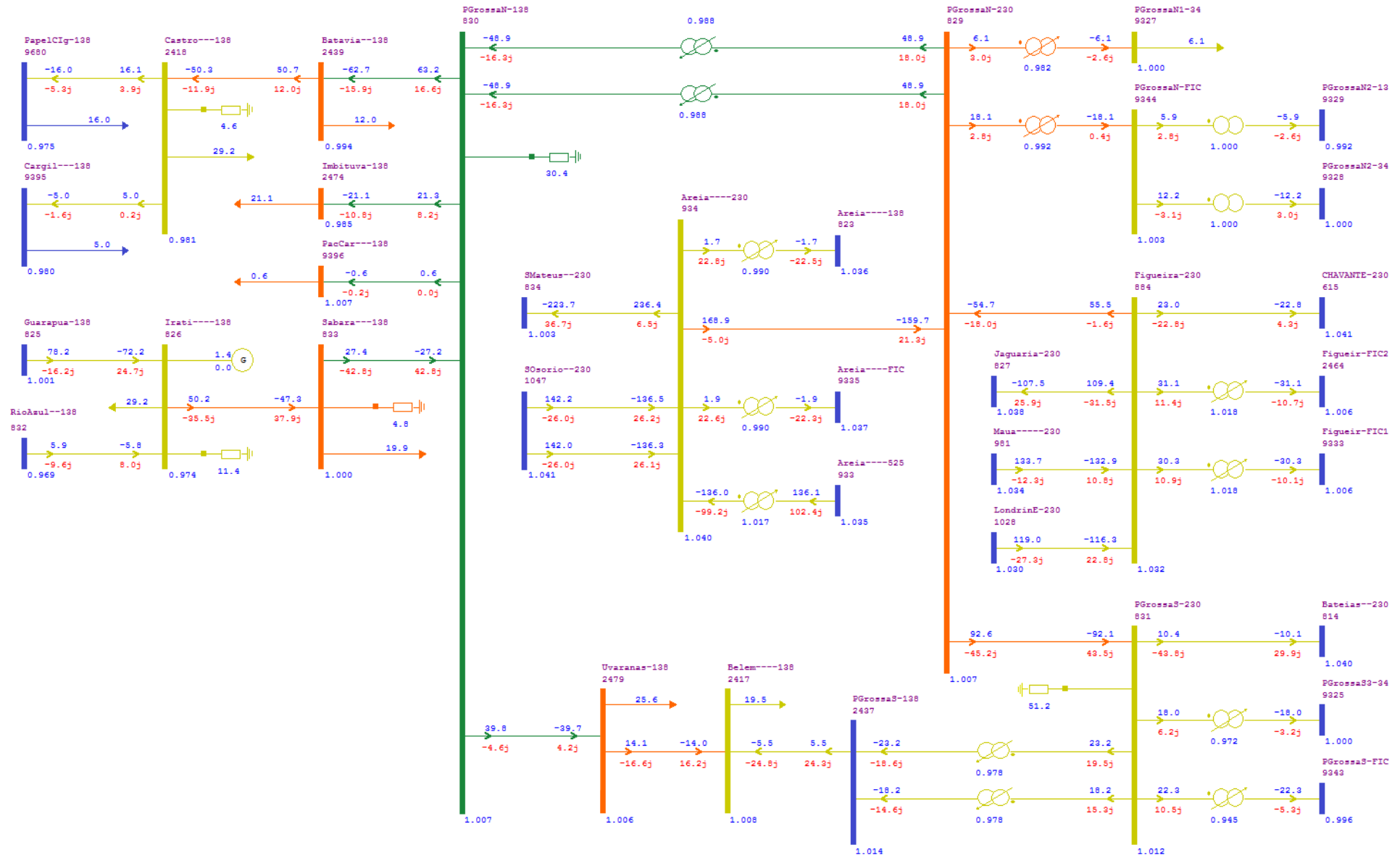


Figura 44 – Representação das vizinhanças do barramento 830.

Tabela 5 – Relação dos casos de contingências definidos

CASOS DE CONTINGÊNCIA PARA JANEIRO DE 2014 CARREGAMENTO PESADO				
CONTINGÊNCIA Nº	COMPONENTE	Nº DA BARRA		VIZINHANÇA
		DE	PARA	
1	TRANSFORMADOR	830	829	1ª
2	LINHA	830	2439	1ª
3	LINHA	830	2474	1ª
4	LINHA	830	9396	1ª
5	LINHA	830	833	1ª
6	LINHA	830	2479	1ª
7	BANCO CAPACITOR	830	-	1ª
8	LINHA	2439	2418	2ª
9	LINHA	833	826	2ª
10	BANCO CAPACITOR	833	-	2ª
11	LINHA	2479	2417	2ª
12	TRANSFORMADOR	829	9327	2ª
13	TRANSFORMADOR	829	9344	2ª
14	LINHA	829	884	2ª
15	LINHA	829	934	2ª
16	LINHA	829	831	2ª
17	LINHA	2418	9680	3ª
18	LINHA	2418	9395	3ª
19	BANCO CAPACITOR	2418	-	3ª
20	LINHA	826	825	3ª
21	LINHA	826	832	3ª
22	BANCO CAPACITOR	826	-	3ª
23	GERADOR	826	-	3ª
24	TRANSFORMADOR	934	823	3ª
25	TRANSFORMADOR	934	9335	3ª
26	TRANSFORMADOR	934	933	3ª
27	LINHA	934	834	3ª
28	LINHA	934	1047	3ª
29	LINHA	2417	2437	3ª
30	TRANSFORMADOR	831	9325	3ª
31	TRANSFORMADOR	831	9343	3ª
32	TRANSFORMADOR	831	2437	3ª
33	LINHA	831	814	3ª
34	BANCO CAPACITOR	831	-	3ª
35	LINHA	884	615	3ª
36	LINHA	884	827	3ª
37	LINHA	884	981	3ª
38	LINHA	884	1028	3ª
39	TRANSFORMADOR	884	2464	3ª
40	TRANSFORMADOR	884	9333	3ª
41	TRANSFORMADOR	9344	9328	3ª
42	TRANSFORMADOR	9344	9329	3ª

De maneira análoga, as demais contingências foram definidas para os carregamentos médio (contingências do número 43 ao 84) e leve (contingências do número 85 ao 121), totalizando-se 121 casos.

Ao final de todos os procedimentos relatados nesta e nas seções anteriores se obteve os arquivos necessários para a realização dos estudos no HarmZs. Uma ilustração parcial dos arquivos gerados (2014.sav, 2014\_PESADO.stb, 2014\_MEDIO.stb e 2014\_LEVE.stb), conforme Figura 45.

**Casos do Histórico**

Caso	Título	Data de modificação	Versã
10	ONS - 2014 - JAN PES - Saída do Trafo 2 da Barra 830 / 829	07/01/2014 - 01:26:07	V09.0.
11	ONS - 2014 - JAN PES - Saída da Linha da Barra 830 / 833	07/01/2014 - 01:27:23	V09.0.
12	ONS - 2014 - JAN PES - Saída da Linha da Barra 830 / 2439 (ilhamento)	07/01/2014 - 00:58:18	V09.0.
13	ONS - 2014 - JAN PES - Saída da Linha da Barra 830 / 2474 (ilhamento)	07/01/2014 - 01:11:07	V09.0.
14	ONS - 2014 - JAN PES - Saída da Linha da Barra 830 / 2479	07/01/2014 - 01:13:32	V09.0.
15	ONS - 2014 - JAN PES - Saída da Linha da Barra 830 / 9396 (ilhamento)	07/01/2014 - 01:15:31	V09.0.
16	ONS - 2014 - JAN PES - Saída do Reator Shunt da Barra 830	07/01/2014 - 01:19:08	V09.0.
17	ONS - 2014 - JAN MED - Saída do Trafo 2 da Barra 830 / 829	09/01/2014 - 02:07:31	V09.0.
18	ONS - 2014 - JAN MED - Saída da Linha da Barra 830 / 833	09/01/2014 - 02:09:52	V09.0.
19	ONS - 2014 - JAN MED - Saída da Linha da Barra 830 / 2439 (ilhamento)	09/01/2014 - 02:11:59	V09.0.
20	ONS - 2014 - JAN MED - Saída da Linha da Barra 830 / 2474 (ilhamento)	09/01/2014 - 02:13:14	V09.0.
21	ONS - 2014 - JAN MED - Saída da Linha da Barra 830 / 2479	09/01/2014 - 02:14:06	V09.0.
22	ONS - 2014 - JAN MED - Saída da Linha da Barra 830 / 9396 (ilhamento)	09/01/2014 - 02:15:15	V09.0.
23	ONS - 2014 - JAN MFD - Saída do Reator Shunt da Barra 830	09/01/2014 - 02:16:22	V09.0.

**2014\_LEVE.stb - Bloco de notas**

```

(-----)
( DADOS DE MAQUINAS E ASSOCIACAO DAS MAQUINAS AOS CONTROLES
(-----)
DMAQ
( Nb)  Gr (P) (Q) Und ( Mg ) ( Mt )u( Mv )u( Me )u(Xvd)(Nbc)
10 10 100 100 1 100 100u 140u 170u 10 ANGRA-1--1GR
11 10 100 100 1 101 101u 141u 171u 11 ANGRA-2--1GR
12 10 100 100 3 103 103u 143u 173u 12 LCBARRET-3GR
13 10 100 100 2 103 104u 143u 173u 13 LCBARRET-2CS
14 10 100 100 2 105 105u 145u 175u 14 FUNIL---2GR
16 10 100 100 3 107 106u 146u 176u 16 FURNAS---3GR
17 10 100 100 2 107 107u 147u 177u 17 FURNAS---2CS
18 10 100 100 3 109 108u 148u 178u 18 ITUMBIAR-3GR
19 10 100 100 4 109 109u 149u 179u 19 ITUMBIAR-4CS
20 10 100 100 4 111 110u 150u 180u 20 MARIMBON-4GR
21 10 100 100 2 128 128u 159u 189u 21 MANSO---2GR
22 10 100 100 4 113 111u 151u 181u 22 M.MOR.A--4GR
24 10 100 100 3 114 112u 152u 182u 24 M.MOR.B--3GR
28 10 100 100 2 116 113u 153u 183u 28 P.COLOMB-2GR
35 10 100 100 2 122 116u 156u 186u 35 CORUMBA--2GR
36 10 100 100 2 124 117u 157u 187u 36 S.MESA--2GR
40 10 100 100 1 130 120u 158u 188u 40 B.GERAL1-1CS
41 10 100 100 1 132 121u 159u 189u 41 VITORIA2-1CS
44 10 100 100 1 134 126u 160u 190u 44 GRAJAU-1-1CS
38 10 100 100 1 134 130u 161u 191u 38 GRAJAU-2-1CS
45 10 100 100 1 132 123u 162u 192u 45 VITORIA1-1CS
48 10 100 100 4 138 127u 163u 193u 48 IBIUNA---4CS
50 10 100 100 1 140 125u 164u 194u 50 T.PRETO--1CS
250 10 75 78 2 200 200u 240u 270u 250 NPECANHA-2GR
250 20 25 22 1 201 201u 241u 271u 250 NPECANHA-1GR
253 10 33 38 1 202 202u 242u 272u 253 FONTES---1GR
253 20 67 62 2 203 203u 243u 273u 253 FONTES---2GR
255 10 100 100 1 205 205u 245u 275u 255 P.PASSOS-1GR
257 10 29 29 2 206 206u 246u 276u 257 I.POMBOS-2GR

```

Figura 45 – Ilustração parcial dos arquivos 2014.sav (Casos do Histórico) e 2014\_LEVE.stb desenvolvidos.

## 5 DESENVOLVIMENTO DE ALGORITMO COMPUTACIONAL PARA DETERMINAÇÃO DOS LUGARES GEOMÉTRICOS

### 5.1 INTRODUÇÃO

De acordo com o descrito no item 3.4.3 foram implementadas três diferentes técnicas para determinação dos lugares geométricos das admitâncias, apresentadas por Arrilaga e Watson (2003, p. 225-228) , são elas:

- Setor Circular;
- Circunferência;
- Polígono discreto.

Para a implementação computacional destas técnicas foi utilizado o *software* Matlab que possui grande confiabilidade e é amplamente utilizado na área acadêmica. Além disso, ele possibilita o carregamento dos dados exportados do HarmZs e a rápida construção de gráficos. Para cada técnica de determinação dos lugares geométricos foi implementado um algoritmo distinto, sendo que os parâmetros de entrada e saída são idênticos para todos.

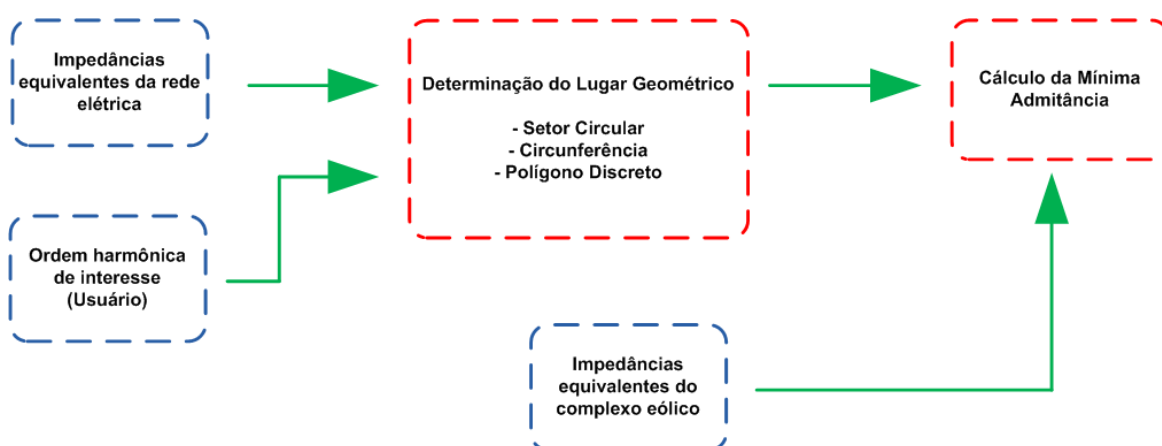


Figura 46 – Diagrama do algoritmo computacional desenvolvido

Fonte: Autoria própria.

De acordo com o diagrama apresentado o algoritmo desenvolvido pode ser dividido em três etapas:



- Carregamento dos parâmetros de entrada;
- Determinação do lugar geométrico;
- Cálculo da mínima admitância.

## 5.2 CARREGAMENTO DOS PARÂMETROS DE ENTRADA

Os parâmetros de entrada do presente algoritmo são:

- Impedâncias equivalentes da rede elétrica;
- Impedâncias equivalentes do complexo eólico;
- Ordem harmônica de interesse (informada pelo usuário).

### A. Impedâncias equivalentes da rede elétrica

As impedâncias equivalentes da rede elétrica são exportadas do *software* HarmZs e carregadas no Matlab em forma de uma única matriz. Esta matriz é composta pelo módulo e ângulo das impedâncias de cada ordem harmônica estudada (2-50) para cada contingência avaliada. Considerando o presente estudo, onde foram simuladas 121 contingências distintas para a rede elétrica, esta matriz possuiu 49 linhas por 121 colunas. Uma vez carregada, a matriz de impedâncias da rede é reduzida considerando apenas a ordem harmônica ( $h$ ) determinada pelo usuário e as ordens harmônicas vizinhas superior ( $h+1$ ) e inferior ( $h-1$ ), de acordo com o procedimento apresentado pelo (ONS RE 2.1 057/2008..., 2010). Esta matriz de impedâncias é então invertida em valores de admitâncias e plotada no eixo positivo das abscissas do plano cartesiano (B-G), formando uma nuvem de pontos que será posteriormente utilizada na determinação do lugar geométrico.

## B. Impedâncias equivalentes do complexo eólico

Semelhantemente as impedâncias da rede elétrica, as impedâncias do complexo eólico são oriundas do *software* HarmZs e carregadas no Matlab em uma única matriz formada pelas ordens harmônicas estudadas (2-50), possuindo apenas uma coluna, uma vez que não foram consideradas contingências para o complexo eólico. A impedância equivalente do complexo eólico para a ordem harmônica determinada pelo usuário é então convertida em admitância e plotada no eixo negativo das abscissas do plano cartesiano (B-G).

A Figura 47 apresenta um exemplo dos valores de admitâncias plotados no plano cartesiano (B-G) para uma ordem harmônica específica.

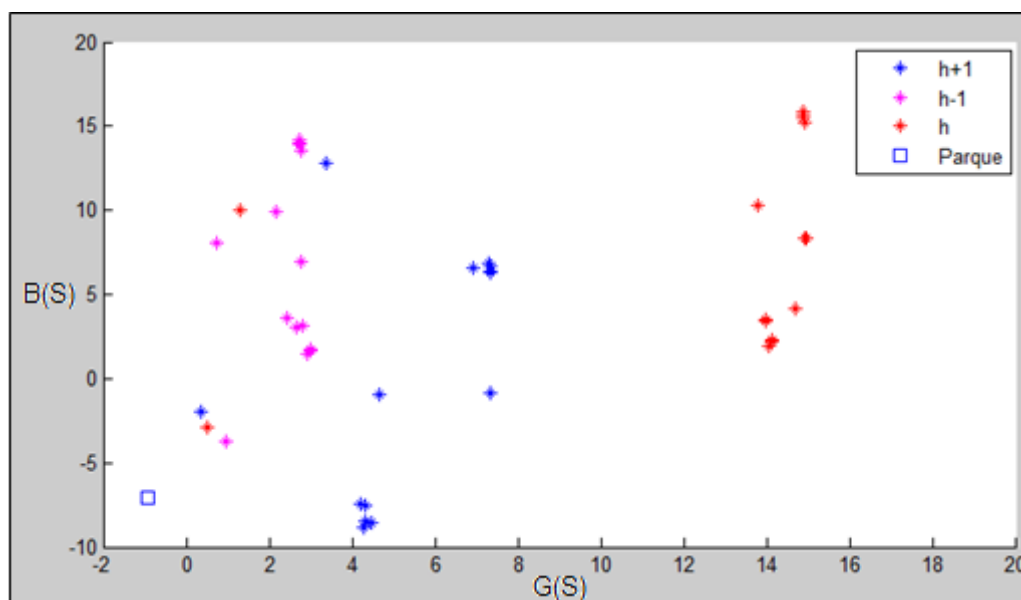


Figura 47 – Admitâncias plotadas no plano B x G

Fonte: Autoria própria.

## 5.3 DETERMINAÇÃO DO LUGAR GEOMÉTRICO

De acordo com o descrito neste capítulo foram implementados três diferentes algoritmos para a determinação do diferentes envoltórios do lugar geométrico. De forma sucinta o envoltório do lugar geométrico é uma representação geométrica que deve englobar todos os valores de admitâncias

considerados no estudo com certa margem. Sendo assim, diferentes formas de determinar o formato do lugar geométrico levam a resultados diferentes. Cada uma das formas de traçar os diagramas de envoltórios implementadas no presente trabalho serão detalhadas a seguir.

### 5.3.1 Setor Circular

Como pode ser observado na Figura 20 o diagrama do setor circular é formado por duas circunferências e duas retas. Para traçar estes elementos primeiramente é necessário determinar quatro grandezas dentre todas as admitâncias estudadas, são elas:

1. Maior módulo;
2. Menor módulo;
3. Maior ângulo;
4. Menor ângulo.

Após determinar estas quatro grandezas é possível traçar as curvas das retas superior e inferior, bem como das circunferências externa e interna. Ambas as retas possuem origem no centro do diagrama, sendo que os coeficientes angulares das retas superior e inferior são respectivamente determinados pelo maior e menor ângulo do diagrama. Ambas as circunferências possuem origem nas coordenadas (0,0), e os raios da circunferência externa e interna são respectivamente determinados pelo maior e menor módulo dentro todas as admitâncias estudadas.

A Figura 48 apresenta o setor circular determinados com a nuvem de admitâncias apresentada na Figura 47. Na Figura 48 também estão destacados os pontos com os módulos e ângulos extremos utilizados para traçar o diagrama.

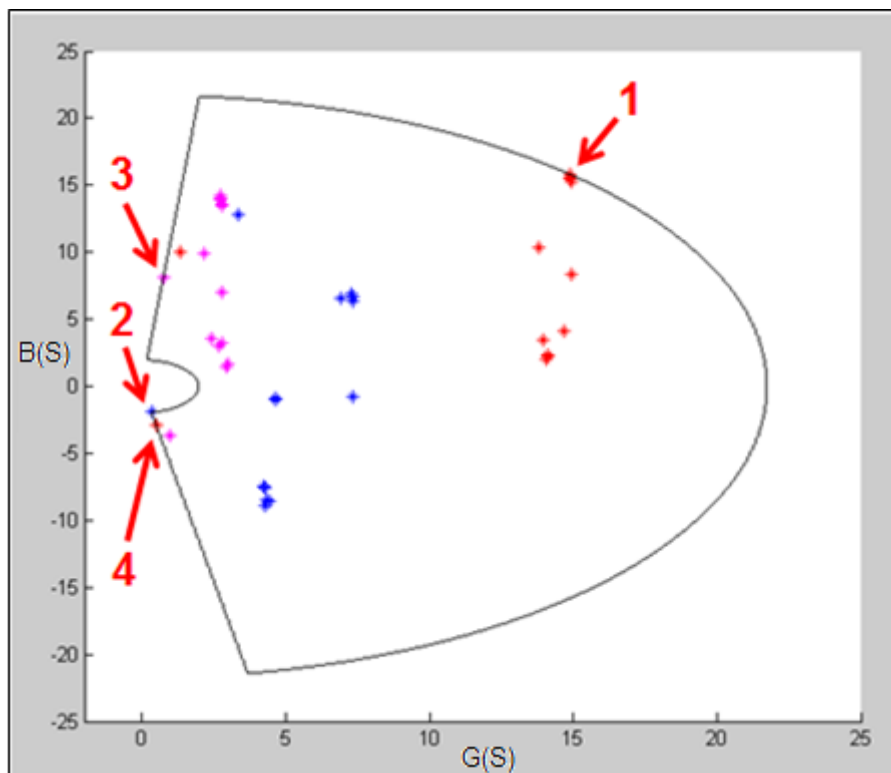


Figura 48 – Diagrama do setor circular traçado pelo algoritmo desenvolvido

Fonte: Autoria própria.

### 5.3.2 Circunferência

O método da circunferência implementado no presente trabalho possui algumas semelhanças com o método do setor circular. Como pode ser observado na Figura 21 este diagrama também é formado por duas retas com origem no centro e determinadas pelo maior e pelo menor ângulo dentre as admitâncias estudadas. No entanto é determinada uma única circunferência a qual deve englobar todos os pontos considerados no estudo. Para tanto três variáveis devem ser determinadas, as coordenadas “ $Y_c$ ” e “ $X_c$ ” que representam os valores do centro da circunferência no eixo vertical e horizontal respectivamente, e “ $R$ ” que representa o raio desta circunferência.

A variável “ $Y_c$ ” foi determinada como sendo igual a zero de forma que a circunferência englobe valores positivos e negativos do eixo das ordenadas semelhante ao método proposto por Arrilaga e Watson (2003, p. 226, 227), apresentado na Figura 21 deste trabalho. Da mesma forma para que o diagrama traçado atravessasse a origem (0,0) sem assumir valores negativos no eixo das abcissas, o valor de “ $X_c$ ” é determinado como sendo igual ao valor do

raio. Para determinar um valor de “ $X_c$ ”, e conseqüentemente de “ $R$ ”, permitindo que a circunferência englobe todas as admitâncias do estudo foi necessário desenvolver um método iterativo. Este método é dividido em quatro passos:

- 1º Passo: O valor de “ $X_c$ ” inicial é determinado como sendo a menor coordenada horizontal dentre todas as admitâncias da nuvem de pontos;
- 2º Passo: A partir desta coordenada “ $X_c$ ” são calculados os módulos entre cada admitância estudada e a coordenada “ $X_c$ ” sobre o eixo das abscissas.

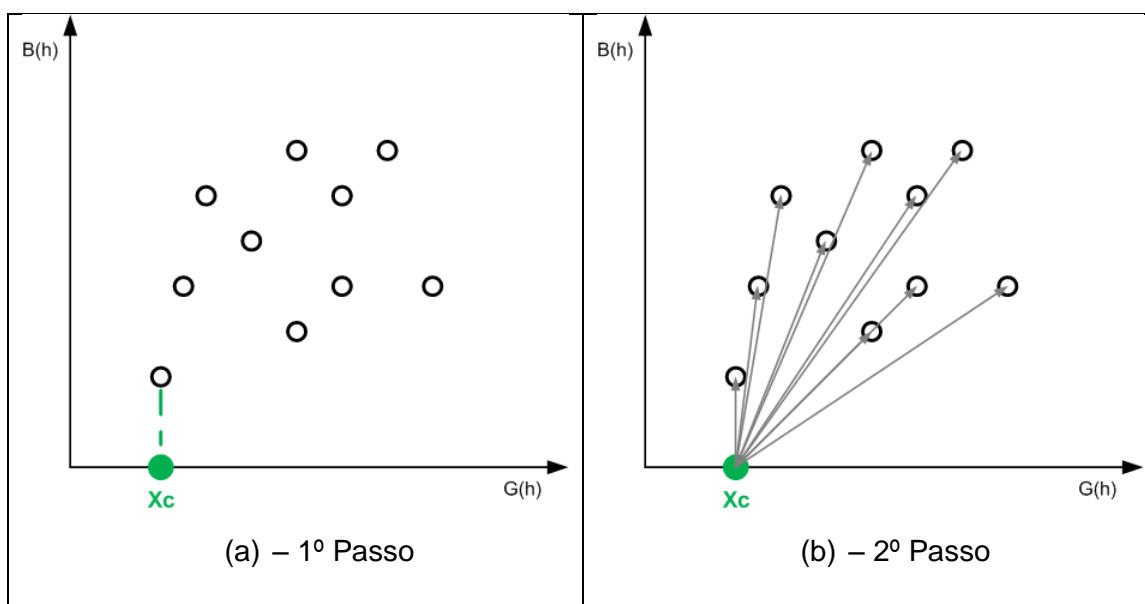


Figura 49 – 1º e 2º passos da metodologia para traçar o diagrama da circunferência

Fonte: Autoria própria.

- 3º Passo: É então determinado o maior módulo dentre todos os calculados. Caso o valor de “ $X_c$ ” seja menor que o maior módulo calculado, a variável “ $X_c$ ” recebe o valor do maior módulo calculado e o algoritmo volta ao 2º passo.

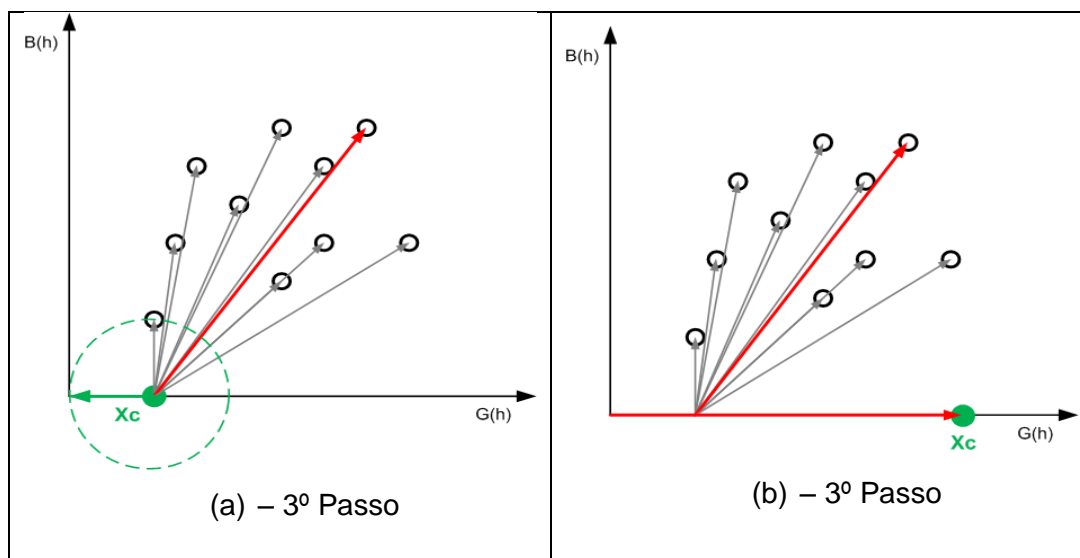


Figura 50 – 3º passo da metodologia para traçar o diagrama da circunferência

Fonte: Autoria própria.

- 4º Passo: Caso o valor de “ $X_c$ ” seja maior que o maior módulo calculado significa que a circunferência com centro e raio, determinados com o valor de “ $X_c$ ”, englobará todas as admitâncias estudadas e, então, o laço é finalizado.

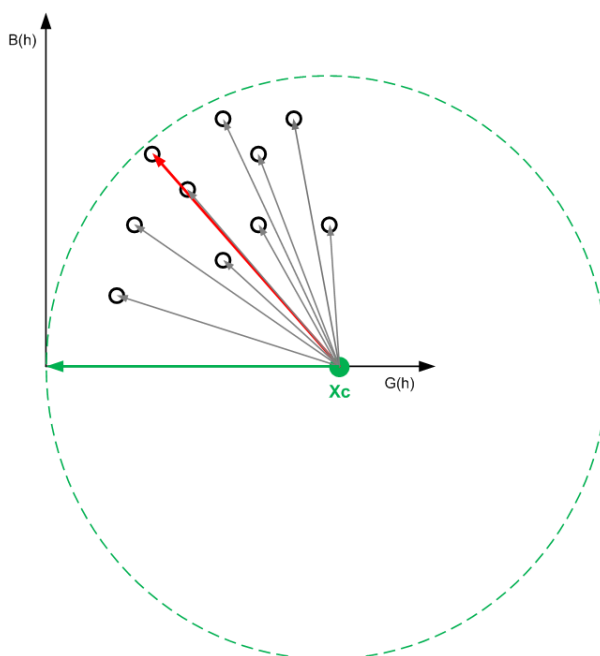
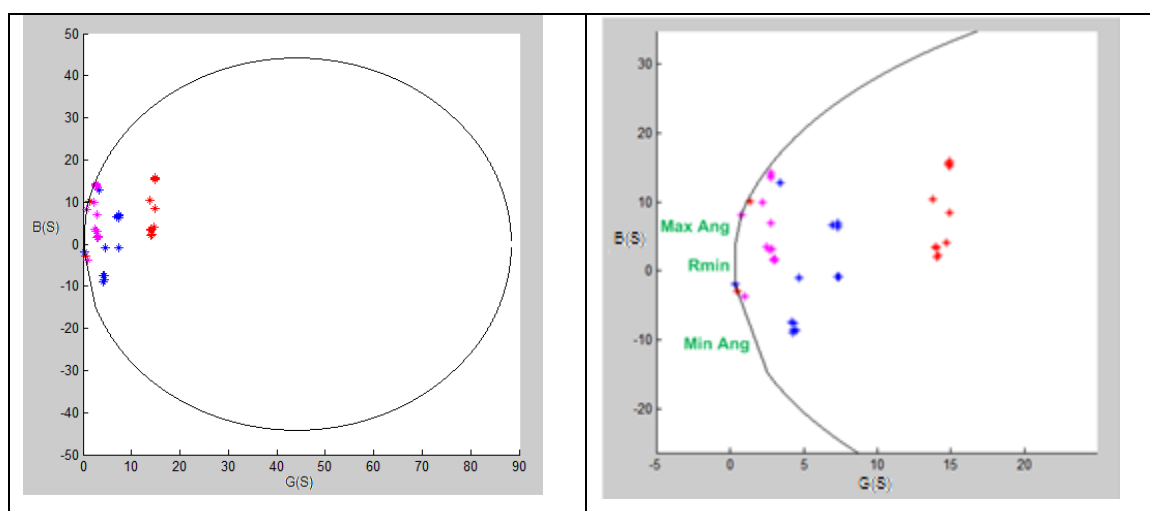


Figura 51 – 4º passo da metodologia para traçar o diagrama da circunferência

Fonte: Autoria própria.

Após a determinação da circunferência que englobe todas as admitâncias consideradas, esta circunferência é então seccionada por três retas distintas. Duas retas partindo da origem e com coeficiente angular referente ao maior e menor ângulo respectivamente. A terceira reta é uma reta vertical com coordenada horizontal igual ao menor valor do eixo  $G(h)$ . Para efeito de comparação a Figura 52 apresenta o diagrama da circunferência traçado de acordo com o algoritmo supracitado e considerando as mesmas admitâncias da Figura 47.



**Figura 52 – Diagrama da circunferência traçado pelo algoritmo desenvolvido**

**Fonte: Autoria própria.**

### 5.3.3 Polígono Discreto

Por fim o algoritmo do polígono discreto foi implementado com base no diagrama apresentado por Arrilaga e Watson (2003, p. 227,228) e no trabalho apresentado por (VÉLIZ, 2013). Este algoritmo têm por base estabelecer um polígono de “n” lados, formado por retas determinadas pelas admitâncias extremas, de forma a englobar todas as admitâncias consideradas no estudo. Para tanto o algoritmo desenvolvido é descrito em quatro passos:

- 1º Passo: Determinar a primeira admitância externa que determinará o polígono. No presente algoritmo está foi definida como sendo a admitância com a maior coordenada horizontal. É então traçado o vetor base entre a origem do diagrama (0,0) e a admitância externa;

- 2º Passo: A partir do vetor base determinado no 1º passo, são traçados vetores entre todas as outras admitâncias do diagrama com origem neste vetor;

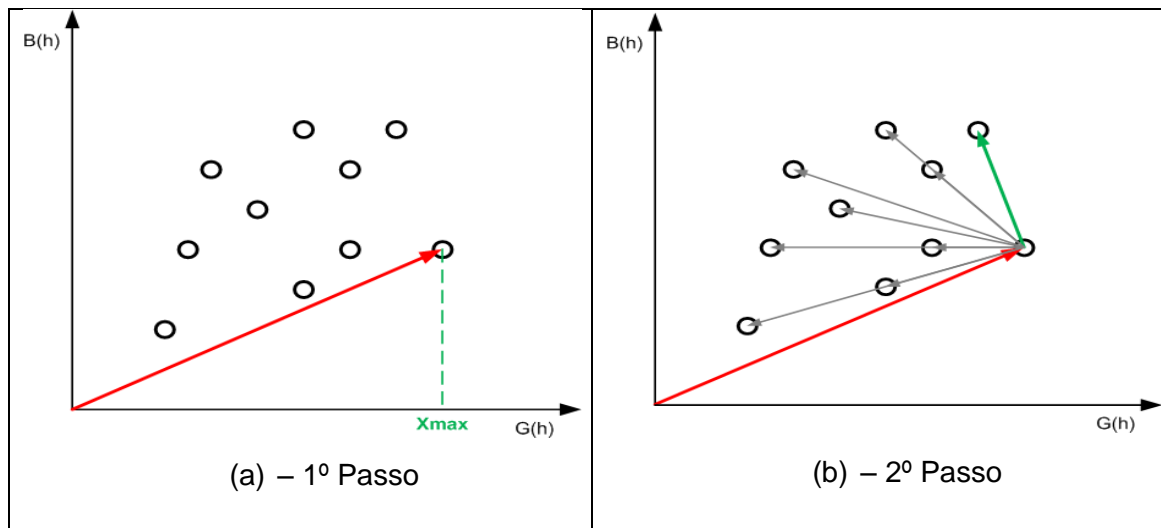


Figura 53 – 1º e 2º passos da metodologia para traçar o diagrama do polígono discreto

Fonte: Autoria própria.

- 3º Passo: São então calculados os ângulos formados entre todos os vetores traçados e o vetor base. O vetor que apresentar o maior ângulo é determinado como sendo um dos lados do polígono e também como sendo o novo vetor base;
- 4º Passo: O 2º e o 3º passo são repetidos com o novo vetor base. Este laço é finalizado quando a extremidade do vetor base determinado pelo algoritmo for igual a primeira admitância determinada no 1º passo.



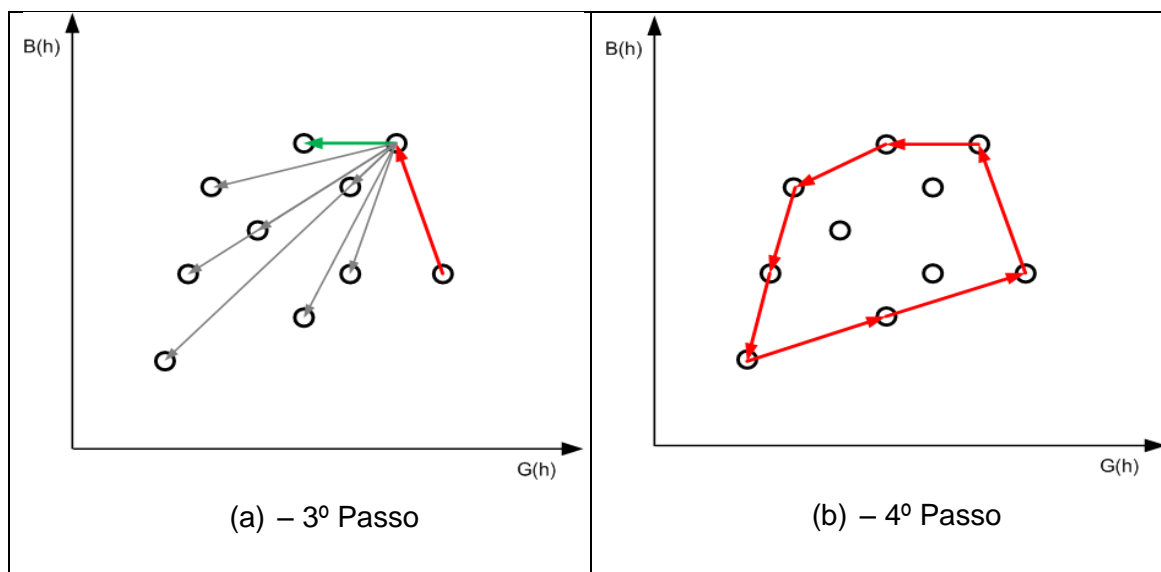


Figura 54 – 3º e 4º passos da metodologia para traçar o diagrama do polígono discreto

Fonte: Autoria própria.

Para efeito de comparação a Figura 55 apresenta o polígono discreto traçado com o algoritmo supracitado a partir das mesmas admitâncias consideradas na Figura 47.

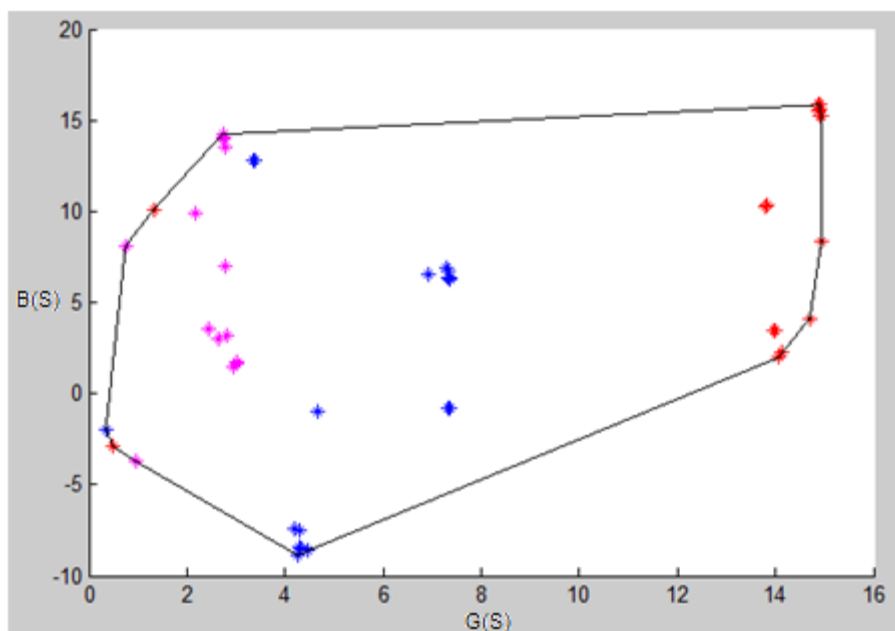
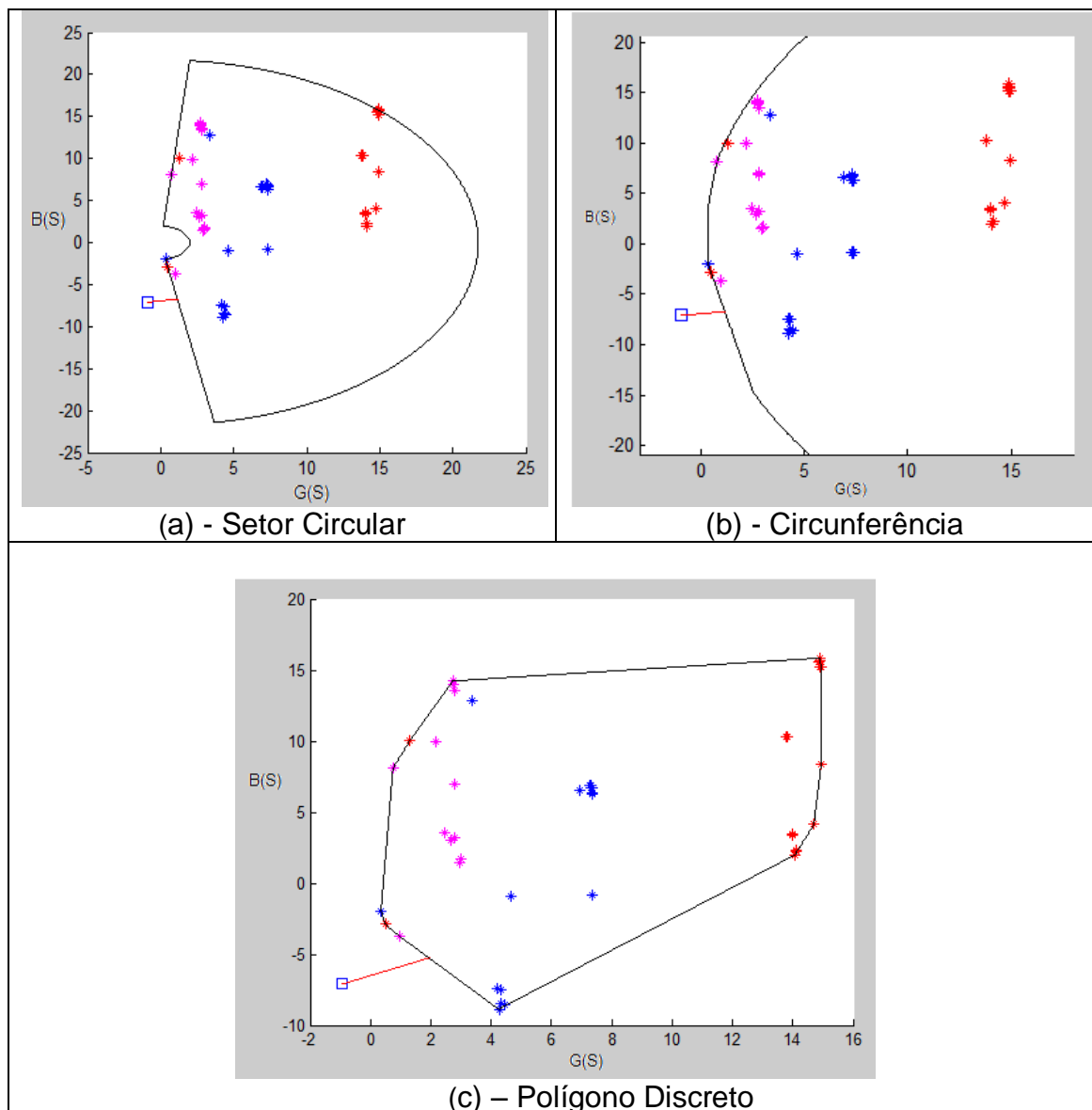


Figura 55 – Diagrama do polígono discreto traçado pelo algoritmo desenvolvido

Fonte: Autoria própria.

#### 5.4 CÁLCULO DA MÍNIMA ADMITÂNCIA

A última etapa do algoritmo computacional desenvolvido consiste no cálculo da mínima admitância entre a admitância do parque eólico e o diagrama envoltório determinado pelos algoritmos supracitados. Esta admitância, segundo (ONS RE 2.1 057/2008..., 2010), deve ser determinada como sendo a menor distância entre a admitância do parque eólico e o lugar geométrico. Para tanto, todos os pontos calculados para traçar o diagrama do lugar geométrico são armazenados em uma mesma matriz. É então calculada a distância entre a admitância do parque e cada um destes pontos. Estas distâncias são armazenadas na matriz “distâncias”. A partir da matriz “distancia” é possível determinar a menor admitância entre o parque e a rede como sendo a menor distância calculada. O algoritmo computacional traça, então, uma reta com origem na admitância do parque até o ponto (pertencente a um envoltório) que corresponde a menor distância. Este processo é exemplificado na Figura 56 para os três tipos de diagramas de envoltório determinados no presente trabalho.



**Figura 56 – Traçado da admitância mínima determinada pelo algoritmo desenvolvido**

**Fonte: Autoria própria.**

## 6 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

A partir da modelagem apresentada e da utilização do algoritmo computacional implementado, foi possível realizar a avaliação do impacto harmônico do complexo eólico estudado, bem como da influência dos diferentes métodos de determinação dos lugares geométricos nos resultados. Para isso, foram utilizados os valores das correntes equivalentes de norton, resultantes do complexo eólico modelado no *software* HarmZs, e das mínimas admitâncias, resultantes da aplicação do lugar geométrico via Matlab.

Neste capítulo são apresentados os resultados do presente trabalho, bem como análises comparativas dos diferentes métodos utilizados, sendo subdivididos em três partes:

- Cálculo das distorções harmônicas de tensão;
- Análise de frequências representativas;
- Análise global dos diagramas envoltórios.

### 6.1 Cálculo das distorções harmônicas de tensão

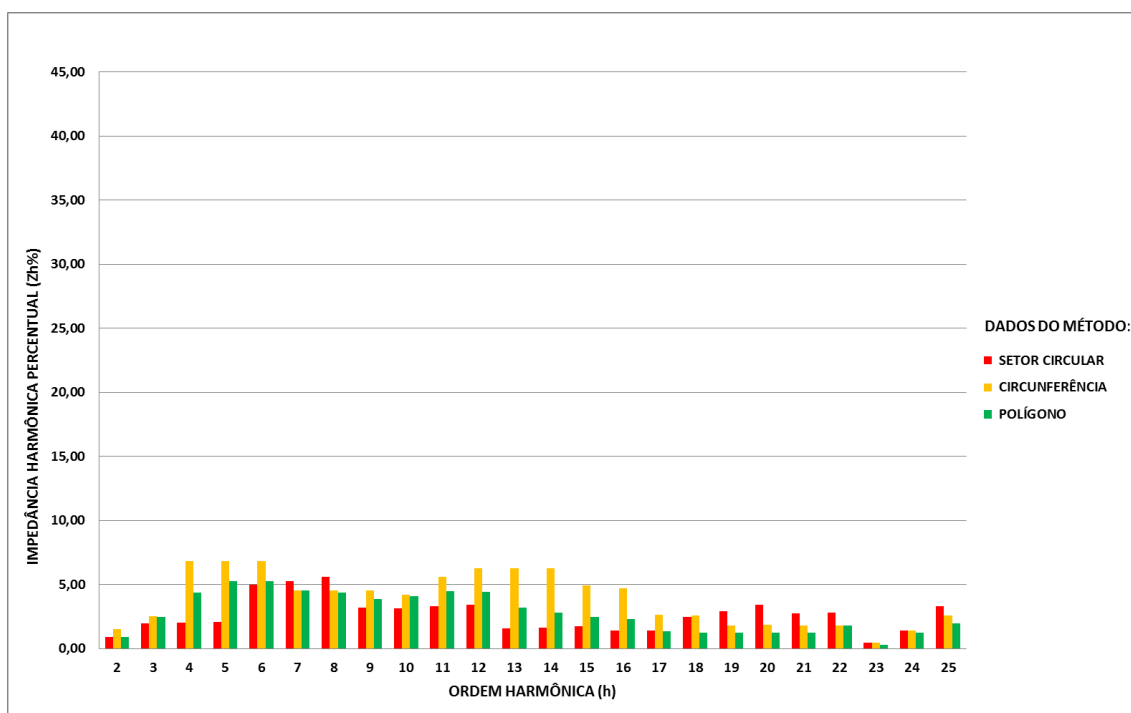
Após a obtenção das admitâncias equivalentes e das correntes de Norton para cada ordem harmônica (2<sup>a</sup> à 50<sup>a</sup>) foram calculados os valores do percentual de distorções harmônicas de tensão. Os cálculos realizados se embasaram nas equações [3] e [4], vistos na seção 3.4.3, sendo armazenados em uma planilha de dados e posteriormente demonstrados em forma de gráficos. Além disso, foram gerados os valores de impedâncias a partir das admitâncias equivalentes, visando a maior compreensão dos valores da grandeza encontrados em cada ordem harmônica nos gráficos gerados.

Nos gráficos que retratam as impedâncias harmônicas (Gráfico 13 e Gráfico 14) é possível visualizar a diferença na aplicação dos três métodos distintos (setor circular, circunferência e polígono), sendo ambos representados na mesma escala para facilitar a constatação destas diferenças. É importante

lembrar que, para uma mesma corrente em um dado circuito, uma alta impedância implica em uma alta tensão, assim como uma baixa impedância implica em uma baixa tensão.

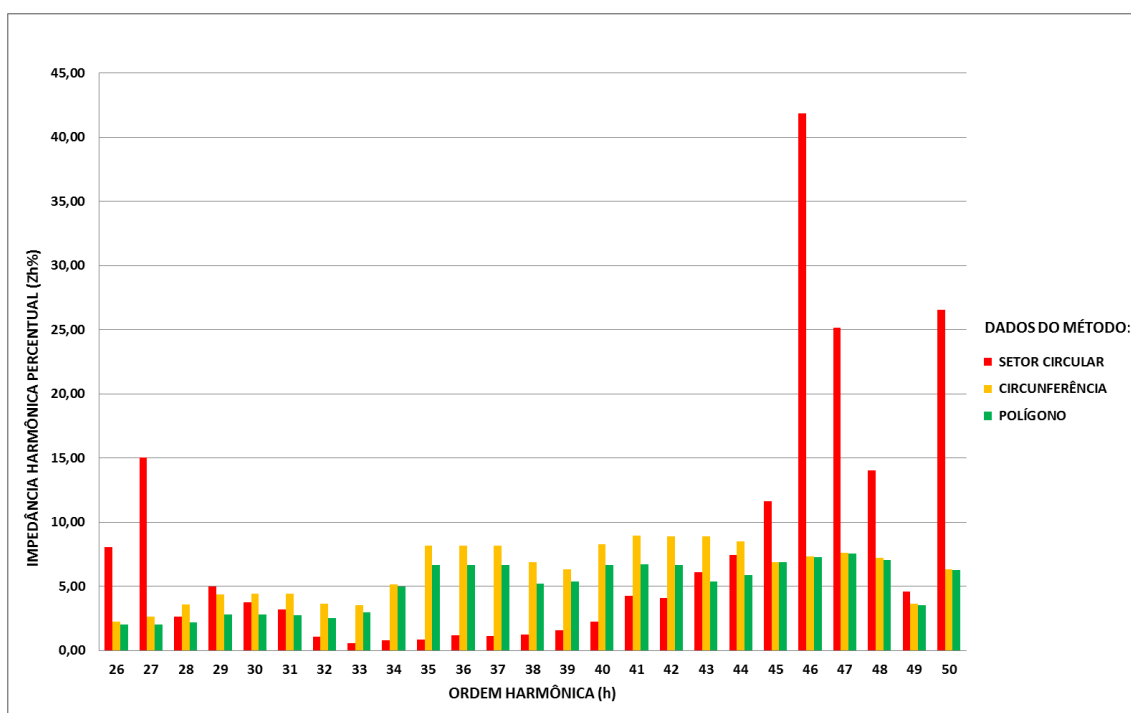
Ao observar o comportamento dos valores de impedâncias equivalentes pelo método do setor circular, conclui-se que este contém os maiores valores da grandeza a partir da 19<sup>a</sup> à 27<sup>a</sup> e da 45<sup>a</sup> à 50<sup>a</sup> ordem harmônica, além das ordens 7, 8 e 29, totalizando 18 casos. Enquanto isso, para o método da circunferência os maiores valores de impedância estão situados nas faixas das harmônicas de ordem 2 a 6, 9 a 18 e 30 a 44, além da ordem 28, registrando 31 situações. Todavia, o método do polígono apresenta o valor das impedâncias inferior ao obtidos por algum dos outros dois métodos.

Nos gráficos relativos às impedâncias equivalentes ainda é possível verificar que existe certa aproximação entre os valores obtidos pelo método da circunferência e pelo método do polígono, principalmente a partir da 26<sup>a</sup> ordem harmônica, inclusive. Diferentemente, o método do setor circular apresenta valores muito distantes aos obtidos pelos outros dois métodos em determinadas ordens harmônicas, especialmente a partir da 26<sup>a</sup> ordem harmônica.



**Gráfico 13 - Impedâncias harmônicas via aplicação dos métodos (2<sup>a</sup> à 25<sup>a</sup> ordem harmônica)**

Fonte: Autoria Própria.



**Gráfico 14 - Impedâncias harmônicas via aplicação dos métodos (26ª à 50ª ordem harmônica)**

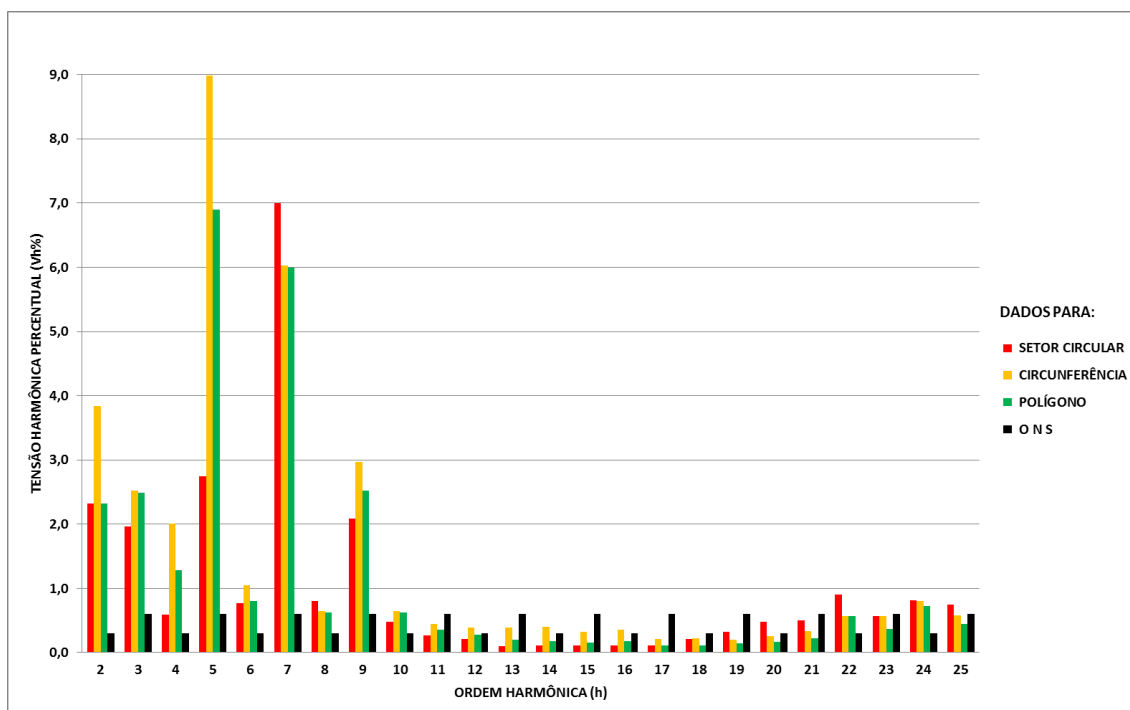
Fonte: Autoria Própria.

Já o Gráfico 10 (seção 4.5), que apresenta o gráfico que contém os dados das correntes harmônicas do complexo eólico, permite compreender em que ordens harmônicas existem as maiores magnitudes da grandeza. Logo, a corrente na 2ª ordem harmônica apresenta o valor registrado mais elevado, cerca de 2,50% do valor da corrente nominal de operação do complexo eólico, enquanto as harmônicas de ordem 5, 7 e 23 apresentam valores próximos a 1,35% do valor nominal. Com isso, desconsiderando o resultado para a harmônica de ordem 23, os maiores valores de corrente harmônica do complexo eólico se encontram na faixa da 2ª a 9ª ordem.

As observações anteriores, relativas aos gráficos das correntes harmônicas e das impedâncias harmônicas, facilitam a compreensão dos gráficos das distorções harmônicas de tensão individual ( $V_h$ ) para cada ordem harmônica, uma vez que os dados dos primeiros são utilizados para a concepção dos últimos. Sendo assim, no Gráfico 15 é possível verificar que a partir da 2ª à 10ª harmônica o complexo eólico estudado apresenta valores percentuais de  $V_h$  superiores aos estipulados pelo ONS (descritos na seção

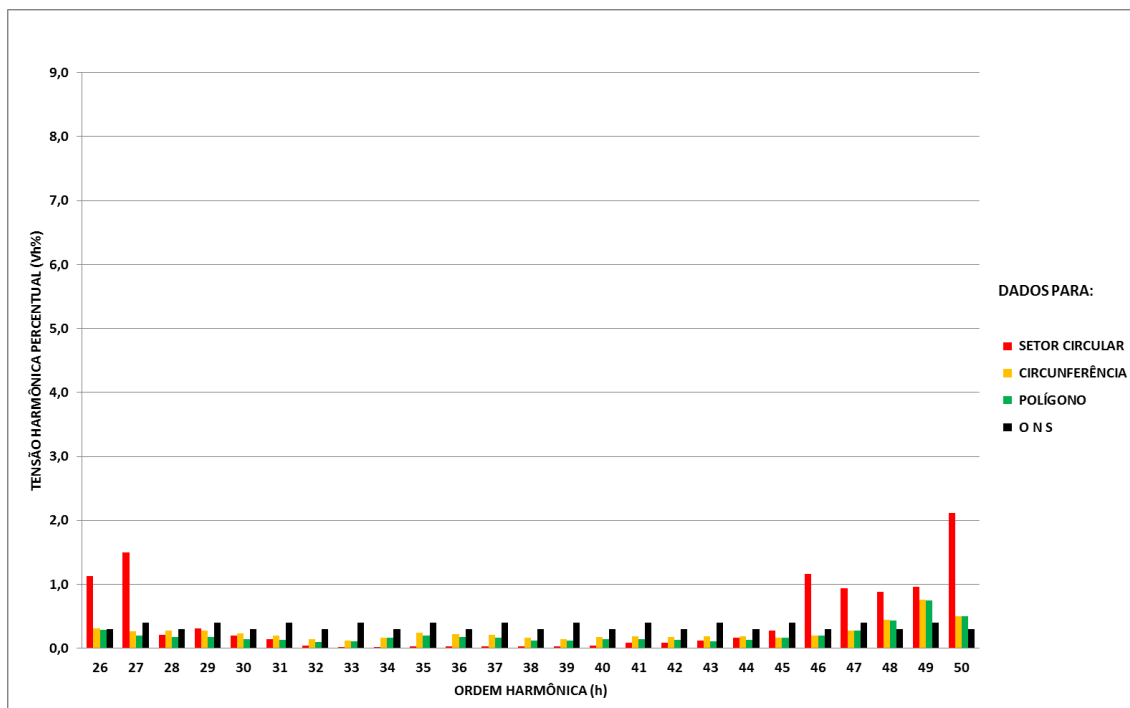
2.3.5), independentemente do método do LG aplicado na investigação de harmônicos. Tal fato inviabiliza o complexo eólico para o acesso à rede básica do SIN perante as normas, o que sugere a aplicação de filtros harmônicos para corrigir as irregularidades em torno das ordens harmônicas mencionadas.

Visualizando os Gráficos 15 e 16, a partir da 11<sup>a</sup> é possível identificar os demais valores de  $V_h$  que atendem ou não aos padrões do ONS, obtidos da utilização de cada método. Nota-se que para os três métodos as harmônicas de ordem 22, 24, 48, 49 e 50 têm os valores percentuais de  $V_h$  insatisfatórios perante o órgão, somando-se aos casos mencionados anteriormente. Além desses, o método do setor circular apresenta valores inadequados de  $V_h$  nas harmônicas de ordem 20, 25, 26, 27, 46, 47, enquanto o método da circunferência apresenta a não conformidade nas ordens 12, 14, 16 e 26 e o método do polígono não possui qualquer ordem exclusiva com valor de  $V_h$  que supera os padrões estabelecidos. No Apêndice B é apresentada a tabela completa com os valores de  $V_h$  calculados por cada de diagrama envoltório estudado.



**Gráfico 15 - Distorção harmônica de tensão individual em porcentagem da tensão fundamental (2ª à 25ª ordem harmônica)**

**Fonte: Autoria Própria.**



**Gráfico 16 - Distorção harmônica de tensão individual em percentagem da tensão fundamental (26ª à 50ª ordem harmônica)**

**Fonte: Autoria Própria.**

Foram então quantificadas as situações que excedem os valores limites individuais de distorção harmônica de tensão, definidos no Submódulo no PROREDE – Submódulo 2.8, totalizando 20 casos para o método do setor circular, 18 casos para o método da circunferência e 14 casos para o método do polígono. Assim, no cenário realizado é factível mencionar que os métodos mais e menos conservativos são, respectivamente, do setor circular e do polígono.

Finalmente, a fim de realizar uma avaliação completa das distorções harmônicas de tensão levantadas no presente trabalho, foram calculados os valores da distorção de tensão harmônica total (DTHT(%)) para cada um dos métodos do lugar geométrico estudados, e comparados com o limite normativo do ONS. Para tanto os valores de DTHT(%) foram calculados de acordo com as fórmulas [1] e [2] apresentadas na seção 2.3.5 do presente trabalho, a Tabela 6 apresenta estes resultados. Verifica-se que todos os 3 métodos envoltórios utilizados ultrapassaram o limite de 1,5% estabelecido pelo ONS, de forma a caracterizar a eminente necessidade de adequação do complexo eólico simulado. Vale ressaltar também que, muito embora o método do setor



circular tenha apresentado maior número de ordens harmônicas individuais que ultrapassaram os limites normativos, este método apresentou o menor valor de DTHT dentre os três métodos comparados.

**Tabela 6 – Distorção de Tensão Harmônica Total DTHT(%)**

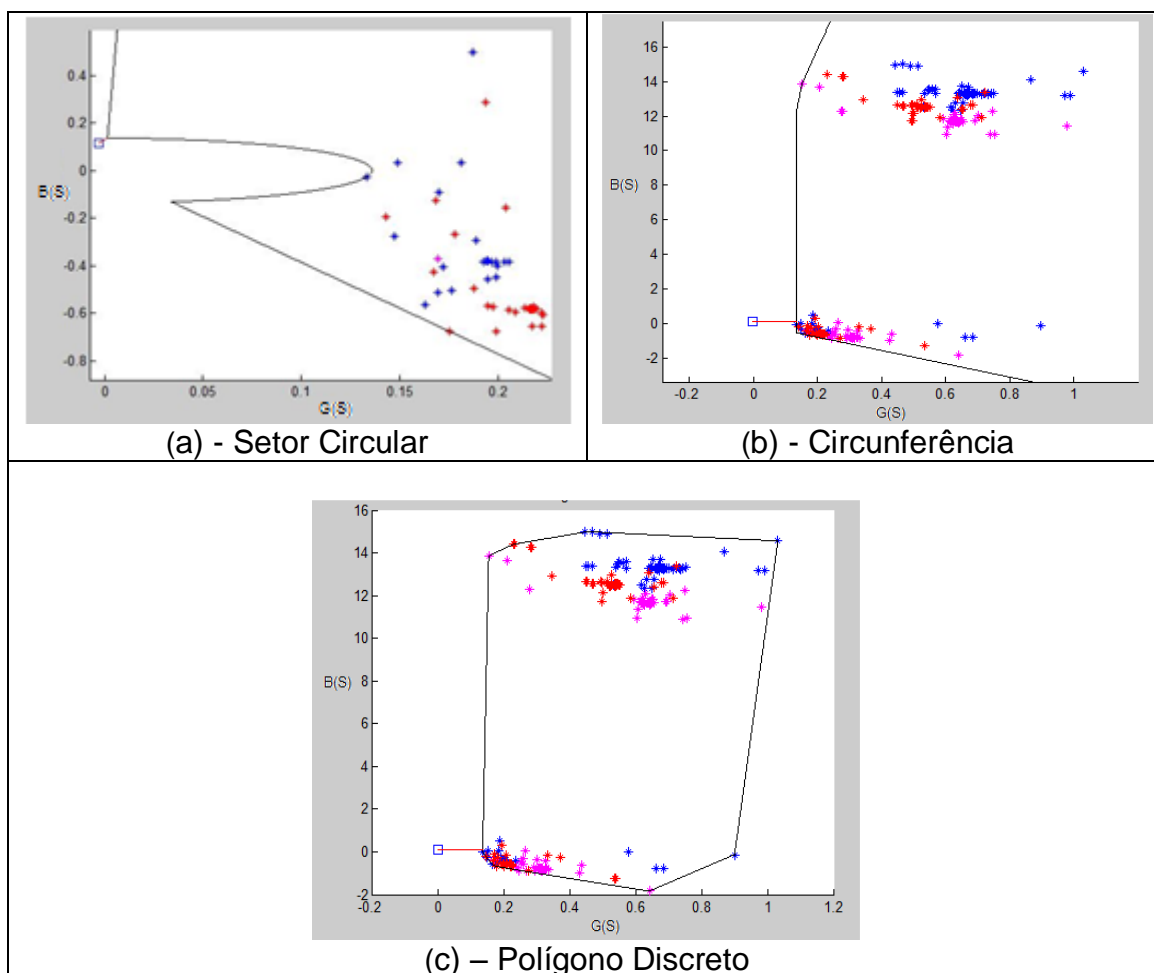
DTHT(%)			
Limite ONS	Setor Circular	Circunferência	Polígono
1,5	9,35	12,57	10,38

**Fonte: Autoria Própria.**

## 6.2 Análise de frequências representativas

De acordo com o apresentado na seção 6.1, os valores de impedâncias harmônicas resultantes dos diferentes métodos do lugar geométrico utilizados apresentaram comportamento semelhante para determinadas faixas de frequência e valores consideravelmente divergentes para outras faixas. Nesta seção serão detalhadas frequências representativas dos diferentes comportamentos apresentados pelos lugares geométricos dependendo do conjunto de admitâncias utilizado no estudo.

Através da análise individual para determinadas ordens harmônicas foi observado que em casos em que a rede externa apresenta valores de admitâncias muito baixos, ou seja, impedâncias muito altas, o método do setor circular tende a apresentar resultados extremamente conservativos. Já os métodos do polígono discreto e da circunferência apresentam valores menos conservativos e muito semelhantes entre si. Tal comportamento pode ser claramente identificado nas 26<sup>a</sup>, 27<sup>a</sup>, e 46<sup>a</sup> a 50<sup>a</sup> ordens harmônicas. A fim de ilustrar este comportamento a figura 57 apresenta em detalhes a determinação da menor admitância dos diferentes métodos do lugar geométrico para a 46<sup>o</sup> ordem harmônica, e a Tabela 7 apresenta os valores das menores admitâncias determinados por cada método.



**Figura 57 – Determinação da admitância mínima para a 46º ordem**

**Fonte: Autoria própria.**

**Tabela 7 – Mínima admitância determinada para a 46º ordem**

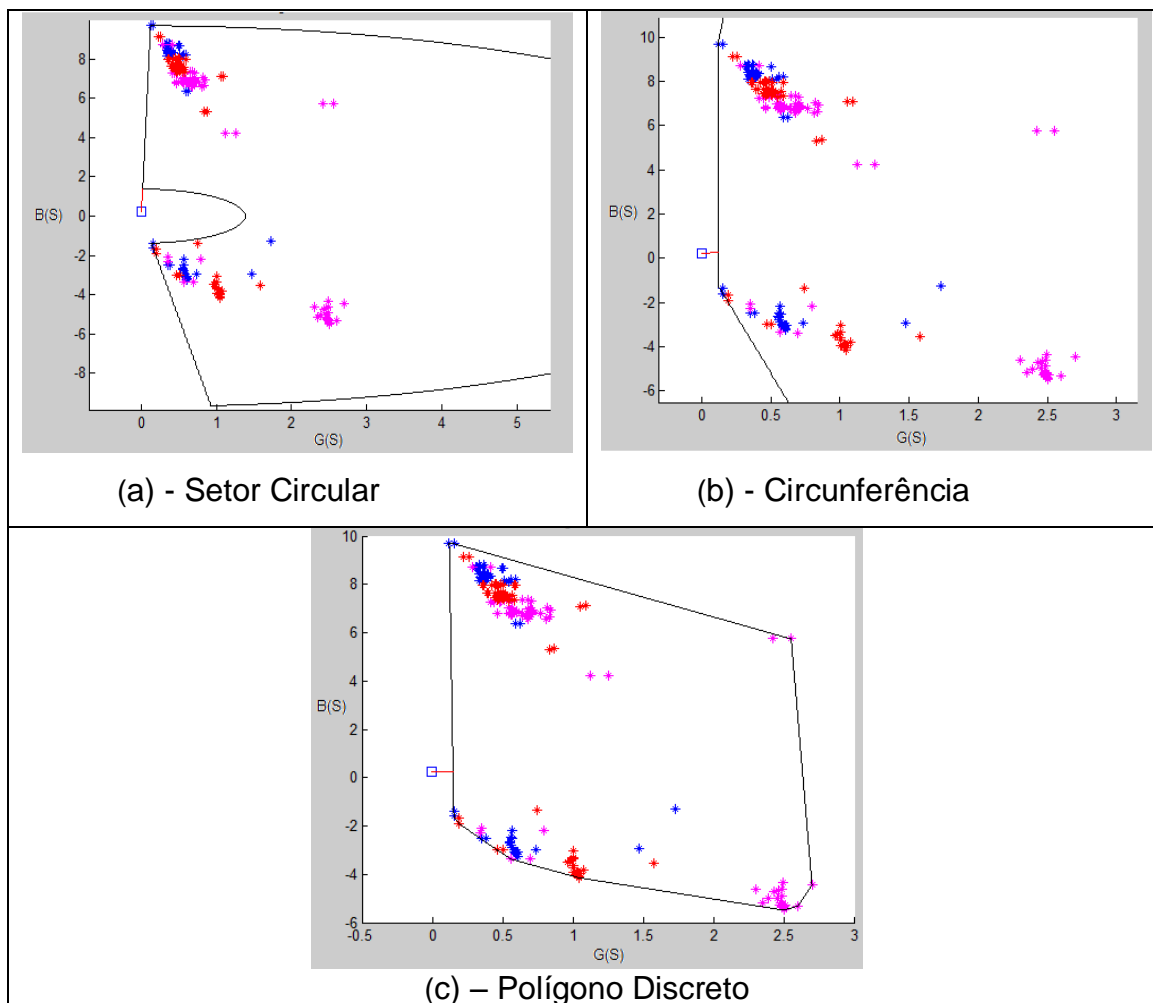
h	Y min (p.u.)		
	Setor Circular	Circunferência	Polígono
46	0,0239	0,1365	0,1372

**Fonte: Autoria Própria.**

Na Figura 57 (a) é possível visualizar que para o caso apresentado, devido à baixa admitância da rede elétrica o método do setor circular determina uma admitância mínima extremamente pequena. Isto se deve ao fato do raio do setor circular interno ser formado pelo menor módulo das admitâncias. Já os métodos da circunferência e do polígono discreto apresentam valores menos conservativos por se ajustarem melhor a nuvem de admitâncias da rede elétrica, como pode ser observado na Figura 57 (b) e (c).

O comportamento supracitado corrobora com a teoria apresentada na seção 3.4.3, onde segundo Arrilaga e Watson (2003, p. 226) o método do setor circular pode resultar em valores de impedâncias acima dos valores reais em casos de ressonâncias paralelas. De acordo com a teoria apresentada na seção 3.4.2 ressonâncias paralelas caracterizam-se por altos valores de impedâncias, ou seja, baixos valores de admitâncias harmônicas. Desta forma, é possível concluir que os altos valores de impedância resultantes do método do setor circular para a 46<sup>o</sup> ordem harmônica, e também ordens vizinhas, são resultantes da resposta deste método para situações de ressonâncias paralelas.

Em contrapartida, para frequências harmônicas como da 33<sup>a</sup> a 42<sup>a</sup>, ocorre justamente o comportamento oposto ao apresentado, ou seja, os valores de impedância resultantes dos métodos do setor circular são muito inferiores aos apresentados aos valores resultantes dos métodos da circunferência e do polígono discreto. A fim de ilustrar este comportamento, a Figura 58 apresenta em detalhes a determinação da menor admitância dos diferentes métodos do lugar geométrico para a 35<sup>o</sup> ordem harmônica, e a Tabela 8 apresenta os valores das menores admitâncias determinados por cada método.



**Figura 58 – Determinação da admitância mínima para a 35º ordem**

**Fonte: Autoria própria.**

**Tabela 8 – Mínima admitância determinada para a 35º ordem**

h	Y min (p.u)		
	Setor Circular	Circunferência	Polígono
35	1,1419	0,1223	0,1507

**Fonte: Autoria Própria.**

Através da análise da Figura 58 observa-se que para o a 35º ordem harmônica as admitâncias da rede elétrica não apresentam valores muito próximos a origem, ou seja, valores de baixa admitância. O formato do setor circular para estes casos tende a apresentar valores menos conservativos, ou seja, maiores admitâncias, devido ao formato em arco do setor circular interno. Já os métodos do polígono discreto e da circunferência apresentam valores mais conservativos uma vez que interligam as admitâncias através de retas.

### 6.3 ANÁLISE GLOBAL DOS DIAGRAMAS ENVOLTÓRIOS

Conforme já citado no Item 5.3, o método do lugar geométrico tem por função traçar um envoltório que englobe todos os valores de admitâncias considerados no estudo com uma certa margem de segurança. Sabe-se também que tal margem é variável de acordo com o método do LG escolhido.

Esta terceira análise tem por finalidade elaborar uma comparação que avalie a magnitude da influência desses envoltórios no resultado final do estudo. Para isso, será utilizada como base da comparação a mínima admitância, encontrada da soma da admitância do parque eólico com cada uma das admitâncias da rede, sem a utilização de nenhum tipo de envoltório, que neste trabalho será chamada de  $Y_{se}$ .

O cálculo dessa mínima admitância  $Y_{se}$  é elaborado para cada ordem harmônica estudada neste trabalho (da 2ª a 50ª ordem). Através de um código de execução no Matlab, calcula-se todas as distâncias entre a admitância do complexo eólico e cada contingência, retornando o menor valor. A figura 59 exemplifica esse processo de procura da mínima admitância sem a utilização do método do lugar geométrico.

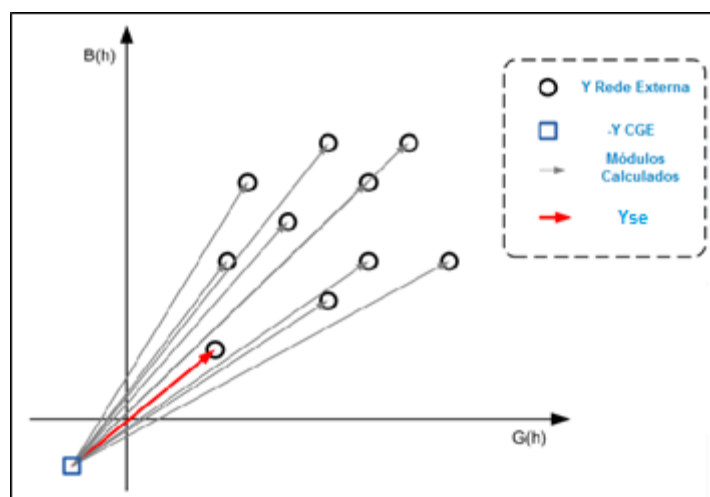


Figura 59 - Traçado da mínima admitância sem a utilização de envoltório

Fonte: Autoria própria.

Com o objetivo de facilitar a compreensão da análise, os valores de admitâncias resultantes do método do lugar geométrico e o valor da admitância  $Y_{se}$ , obtida anteriormente, serão transformados em valores de impedâncias.

Deste modo, com posse dos dados de impedância  $Z_{se}$  e das impedâncias calculadas através do método do LG é possível calcular a taxa percentual dos 3 métodos do Lugar Geométrico em relação a impedância  $Z_{se}$ , de acordo com Equação 7

$$Z_{\%} = \left[ \frac{Z_{LG}}{Z_{se}} \right] \quad [7]$$

Onde:

$Z_{\%}$  = Impedância percentual;

$Z_{LG}$  = Impedância resultante do Método do lugar geométrico;

$Z_{se}$  = Impedância mínima sem a utilização de envoltório.

A Tabela 9 representa os valores mínimos, máximos, e médios das impedâncias percentuais calculadas.

**Tabela 9 - Impedâncias Percentuais - Método do Lugar geométrico**

MÉTODO UTILIZADO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÉDIA
LG (SETOR CIRCULAR)	1,00	13,08	2,45
LG (CIRCUNFERENCIA)	1,04	13,25	3,62
LG (POLÍGONO DISCRETO)	1,00	10,76	2,72

**Fonte: Autoria Própria**

Com as estatísticas expostas na Tabela 9, pode-se concluir:

- O Método do LG não apresentou nenhuma impedância menor do que a impedância calculada sem a utilização de envoltórios ( $Z_{se}$ ), já que a razão mínima encontrada neste estudo foi igual 1;
- O método do LG que utiliza o setor circular como envoltório foi o método que apresentou os valores menos conservativos no que diz respeito aos seus valores médios. Contudo, este método apresentou um valor máximo de 13,08, o que significa que o seu envoltório apresenta um pico de impedância de 13.08 vezes acima da impedância  $Z_{se}$ .
- O método do LG que utiliza a circunferência como envoltório se mostrou mais conservativo pelo fato de todos os valores estatísticos analisados terem se apresentado acima dos demais métodos, o que indica um envoltório com maior margem de segurança;

- O método do LG que utiliza o polígono discreto como envoltório apresentou um comportamento semelhante ao método do LG do setor circular. Ainda que com uma média de valores um pouco acima do método do setor circular, o método do polígono discreto apresentou picos de impedâncias significativamente menores que os demais métodos analisados.

## 7 CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou uma avaliação do impacto harmônico de um CGE no SIN, bem como uma análise da influência da utilização de diferentes métodos para tal avaliação. Para tanto, inicialmente foi realizada uma revisão bibliográfica acerca da qualidade de energia elétrica, com foco nas distorções harmônicas e seus impactos na rede elétrica. Adicionalmente foi estudada a geração de energia eólica, suas principais características, topologias e impactos na QEE. Por fim foram levantadas as diferentes formas de avaliação do impacto harmônico dos CGES na QEE no sistema, onde o método do lugar geométrico com suas principais variações foi selecionado para o presente estudo.

Dentro deste contexto, para a realização do estudo se fez necessária a modelagem do complexo eólico e da rede elétrica do SIN no *software* HarmZs, o qual permite a avaliação dos parâmetros modelados com a frequência. Por fim, para a realização do estudo do LG, foi implementado via Matlab um algoritmo computacional com o objetivo de determinar as mínimas admitâncias relacionadas aos três métodos distintos de determinação do diagrama de envoltório. Com base neste desenvolvimento, foram calculados os valores de distorções harmônicas de tensão geradas pelo CGE estudado, tornando possível a comparação entre o impacto gerado pela utilização das diferentes formas de determinação do LG.

Deste modo, foram realizadas três análises em torno dos métodos utilizados, de modo a caracterizar suas peculiaridades. Em uma análise inicial, foram verificados os impactos nas distorções harmônicas de tensão da 2ª à 50ª ordem harmônica, tendo como referência os limites normativos do ONS. Com isso, verificou-se que tais limites foram superados em 20 frequências harmônicas para o método do setor circular, 18 para o método da circunferência e 14 para o método do polígono discreto. Em uma segunda análise, foram expostos comportamentos representativos dos métodos utilizados. Neste ponto foi possível confirmar a teoria apresentada por Arrilaga e Watson (2003, p. 226), onde o método do setor circular apresenta resultados consideravelmente elevados em situações de ressonâncias paralelas da rede elétrica. Também foi verificado que em casos onde as admitâncias da rede



externa não apresentam valores reduzidos, o método do setor circular tende a apresentar valores menos conservativos.

Posteriormente, foi elaborada uma análise comparativa com o objetivo de avaliar quantitativamente a margem de segurança que cada método do LG resultou. Para tanto, os métodos do LG foram comparados com valores de mínima admitância resultante sem a utilização de diagramas envoltórios. Assim, concluiu-se que os métodos apresentam diferentes margens de segurança, sendo que o método da circunferência apresentou os valores mais conservativos. Já o método do setor circular, apresentou os valores menos conservativo em média, porém o mesmo possui picos de impedância consideravelmente discrepantes. Por fim, o método do polígono discreto apresentou uma média de valores similares ao método do setor circular, entretanto seus valores extremos foram consideravelmente inferiores aos demais métodos.

Com base nas análises supracitadas, conclui-se que independentemente do método de determinação do LG utilizado, o CGE estudado necessitaria da instalação de filtros de harmônicos com o objetivo de atenuar os altos valores de DHT(%). Tais valores são provenientes das características intrínsecas do CGE, como as magnitudes das correntes harmônicas dos aerogeradores, e as impedâncias do parque. Além destas frequências harmônicas, dependendo do tipo de diagrama envoltório utilizado, diferentes ordens infringiram os limites normativos, e conseqüentemente indicaram a necessidade da aplicação de filtros. Desta forma, verifica-se a influência na escolha dos três métodos de determinação dos LG nos resultados finais do estudo do impacto harmônico de um CGE, uma vez que os diferentes resultados apresentados implicam em soluções distintas para atenuação dos harmônicos, resultado em impactos econômicos significativos.

## 7.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Por fim, tendo em vista os resultados finais do presente trabalho e com o objetivo de complementar o estudo realizado, recomenda-se os seguintes pontos:

- Avaliar o impacto da conexão do CGE utilizado em diferentes pontos da rede elétrica do SIN;
- Avaliar o impacto de diferentes configurações para o mesmo complexo, verificando a interferência nos valores de distorções harmônicas;
- Realizar a análise dos demais indicadores de QEE para o cenário utilizado neste trabalho;
- Simular a aplicação de filtros harmônicos no CGE de forma a atenuar as distorções harmônicas apresentadas;

## 8 REFERÊNCIAS

ABEEOLICA. **Boletim Mensal de Dados do Setor Eólico – Público**. 2013, Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/Boletim-Dados-ABEolica-janeiro-2013-Publico.pdf>>. Acesso em 18 fev. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração – Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 4mar. 2013.

ANEEL. **O histórico dos índices de qualidade do fornecimento de energia elétrica: análise e prioridades**. Brasília, 2011. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/seminarios/.lixeira/2011/aneel-19out2011/view>>. Acesso em 29 ago. 2013.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade de Energia elétrica**. Brasília, 2012. 4 v.  
>. Acesso em: 06 jul. 2013.

ARRILAGA, Jos; WATSON, Neville R. **Power system harmonics**. 2.ed. New York: Jos Wiley & Sons, Ltd, 2003.

BAGGINI, A. **Handbook of Power Quality**. Italy: Jos Wiley & Sons, Ltd, 2008.

BONELLI, Arthur Fernando. **Modelagem E Simulação De Unidade Eólica Para Estudos De Indicadores De Qualidade De Energia Elétrica**. 2010. 177 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2010.

CARVALHO, Antonio Jose dos Santos. **Modelo matemático de um sistema de geração eólico baseado na máquina síncrona de velocidade variável**. 2010. 88 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2010.

CARVALHO, Paulo. **Geração Eólica**, Fortaleza: Imprensa Universitária, 2003.  
CASTRO, Carol d. Matriz mais diversificada. **Revista Renergy Brasil**, Fortaleza, n.2, 2011. Disponível em: <<http://www.renergybrasil.com.br/imprensa/revista/24>>. Acesso em 17 fev. 2013.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Energia Eólica: Princípios e Tecnologia**. 2008. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=tutorial\\_eolica](http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=tutorial_eolica)>. Acesso em: 25 jul. 2013.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Atlas do Potencial Eólico do Paraná**. Disponível em: <[http://www.copel.com/download/mapa\\_eolico/Atlas\\_do\\_Potencial\\_Eolico\\_do\\_Estado\\_do\\_Parana.pdf](http://www.copel.com/download/mapa_eolico/Atlas_do_Potencial_Eolico_do_Estado_do_Parana.pdf)>. Acesso em 01 dez. 2013.

COSTA, Cristiano O.; VÉLIZ, Franklin C.; VARRICCHIO, Sergio L.; MEDEIROS, José R.d. **XII SEPOESP143 - Avaliação do Desempenho Harmônico de Cargas Não Lineares Utilizando o Programa HarmZs**. Rio de Janeiro, 2012.

DECKMANN S. M., J.A.Pomilio. **Distorção harmônica: causas, efeitos e soluções**. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/qualidade/a4.pdf>> . Acesso em 03 mar. 2013.]

DELAIBA, Antônio Carlos, “**Comportamento de Transformadores com Cargas Não Lineares: Uma Abordagem Analítica, Experimental e**

**Numérica pelo Método dos Elementos Finitos**”, Tese de Doutorado, USP, São Paulo, 1997.

DUGAN, Roger C.; MCGRANAGHAN, Mark F.; BEATY, Wayne H.; SANTOSO, Surya. **Electrical power systems quality**. 2.ed. New York: McGrawHill, 2002. 528p.

FERREIRA, Abel Antônio de Azevedo. **Sistema de produção de energia eólica**. 2011. 165 f. Dissertação (Mestrado em Eletrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2011.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, **Global Wind Report – Anual Market Update 2012. 2012.** Disponível em: <[http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual\\_report\\_2012\\_LowRes.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual_report_2012_LowRes.pdf)>.

HASAN, K.N. Md. et al. **An Overview of Harmonic Analysis and Resonances of Large Wind Power Plant**, IEEE, p. 2467-2474, 2011.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 519 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**. 1992.

IEEE PES Wind Plant Collector System Design Working Group – **Harmonics and Resonance Issues in Wind Power Plants**. 2011.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61400-21 **Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines**.2008.

\_\_\_\_\_. IEC 61000-4-7. **Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques**.2008.

\_\_\_\_\_. IEC 61000-3-6. **Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems.** 2008.

MAURO, Silvio. Matriz mais diversificada. **Revista Renergy Brasil**, Fortaleza, n.2, 2012. Disponível em: <<http://www.renergybrasil.com.br/imprensa/revista/29>>. Acesso em 17 fev. 2013.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede do ONS. Submódulo 2.8: Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes.** 2011.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Rede do ONS. Submódulo 23.3: Diretrizes e critérios para estudos elétricos.** 2010.

\_\_\_\_\_. **RE 2.1 057/2008 – Instruções para realização de estudos e medições de QEE relacionados aos novos acessos à rede básica.** 2010.

PATEL, Dhava. et al. **Impact of wind turbine generators on network resonance and harmonic distortion**, IEEE, 2010.

ROCHA, Joaquim E. **Qualidade da energia elétrica.** Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2012.

ROSAS, Pedro André Carvalho; ESTANQUEIRO, Ana Isabel. **Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas, Volume I: Projeto Elétrico e Impacto nas Redes elétricas.** Centro Brasileiro de Energia Eólica, Recife, 2003.

VI SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA, 832., 2005, Belém. **Conceitos E Considerações Sobre O Impacto Da Geração Eólica Na Rede Básica.** Rio de Janeiro: Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2005.

SILVA, Kleber Freire da, **Controle e Integração de centrais eólicas à rede elétrica com geradores de indução duplamente alimentados**. 2006. 240 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

SUPPIONI, Vinícius Prado. **Análise dos níveis de flicker na integração de geradores eólicos de velocidade fixa em redes de distribuição de energia elétrica utilizando modelos multidisciplinares**. 2011.97f. Dissertação (Mestrado em energia) – Universidade Federal do ABC, Santo André, 2011

VÉLIZ, Franklin C.; VARRICCHIO, Sergio L.; COSTA, Cristiano O.; **XXII SNPTEE – Metodologia para a representação de redes elétricas por polígonos de admitâncias para estudos de impacto harmônicos**. Brasília, 2013.

WAKILEH, George J. **Power Systems Harmonics**. New York: Springer, 2001.

YANG, Kai. **Wind-Turbine Harmonic Emissions and Propagation Through a Wind Farm**. 2012. 146f. Dissertação (Graduação em engenharia) - Lulea University of Technology - Suécia, 2012.

## 9 APENDICE A – CORRENTES HARMÔNICAS MEDIDAS EM CAMPO

### Correntes do Aerogerador 01 - Parque 1

Pbin(%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	Corrente utilizada
H	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	
2	3,534	7,755	11,082	16,850	23,635	25,266	35,214	39,449	43,072	46,923	49,718	<b>49,718</b>
3	2,449	4,309	5,612	5,942	6,633	6,746	10,033	10,382	11,146	11,285	11,572	<b>11,572</b>
4	1,511	2,615	3,353	3,252	3,375	3,500	5,531	5,788	5,802	5,943	6,100	<b>6,100</b>
5	9,194	17,675	24,749	18,440	15,077	16,062	23,171	20,648	19,342	20,026	16,788	<b>24,749</b>
6	1,486	2,706	3,468	3,419	3,255	3,324	6,008	5,961	5,674	5,871	5,461	<b>6,008</b>
7	3,669	16,162	15,747	26,095	34,198	30,226	53,645	58,012	57,793	52,224	64,849	<b>64,849</b>
8	1,467	2,655	3,370	3,368	3,516	3,551	6,211	6,587	5,922	5,921	5,867	<b>6,587</b>
9	2,575	9,168	8,581	14,415	17,155	15,053	22,635	23,845	27,280	23,520	26,394	<b>27,280</b>
10	1,440	2,649	3,359	3,373	3,814	3,841	6,018	6,412	6,215	6,124	5,918	<b>6,412</b>
11	1,556	2,897	3,712	4,298	4,655	4,798	7,020	6,913	7,450	7,410	6,708	<b>7,450</b>
12	1,422	2,579	3,283	3,186	3,523	3,518	5,779	6,137	6,005	6,079	7,124	<b>7,124</b>
13	1,456	2,736	3,554	3,571	3,629	3,616	5,359	5,517	5,844	5,721	5,181	<b>5,844</b>
14	1,443	2,567	3,294	3,100	3,191	3,233	5,557	5,920	5,513	5,398	5,779	<b>5,920</b>
15	1,420	2,733	3,427	3,372	3,245	3,260	5,104	5,192	5,361	5,221	5,004	<b>5,361</b>
16	1,426	2,548	3,269	3,069	3,038	3,049	5,511	5,857	5,368	5,227	5,724	<b>5,857</b>
17	1,429	2,636	3,371	3,376	3,218	3,256	5,322	5,405	5,407	5,403	5,194	<b>5,407</b>
18	1,408	2,549	3,262	3,077	2,992	3,034	4,972	5,034	5,023	5,030	4,868	<b>5,034</b>
19	1,410	2,603	3,329	3,235	3,256	3,262	4,948	5,064	5,248	5,175	4,797	<b>5,248</b>
20	1,406	2,541	3,253	3,041	3,038	3,052	5,095	5,235	5,115	5,295	5,176	<b>5,295</b>
21	1,408	2,538	3,255	3,035	2,964	3,022	4,869	4,935	4,914	4,871	4,559	<b>4,935</b>
22	1,405	2,537	3,254	3,038	2,964	2,994	4,973	5,106	4,950	4,958	4,667	<b>5,106</b>
23	1,407	2,546	3,269	3,062	2,945	2,998	4,861	4,947	4,934	4,885	4,511	<b>4,947</b>
24	1,401	2,528	3,246	3,008	2,882	2,932	4,788	4,844	4,807	4,813	4,434	<b>4,844</b>
25	1,402	2,531	3,250	3,015	2,912	2,958	4,776	4,853	4,831	4,811	4,377	<b>4,853</b>
26	1,405	2,516	3,234	2,990	2,866	2,919	4,774	4,833	4,784	4,791	4,394	<b>4,833</b>
27	1,411	2,522	3,245	2,987	2,840	2,897	4,750	4,799	4,748	4,761	4,328	<b>4,799</b>



Pbin(%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	Corrente utilizada
H	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	
28	1,397	2,514	3,233	2,984	2,852	2,911	4,764	4,827	4,768	4,754	4,332	<b>4,827</b>
29	1,404	2,523	3,237	2,989	2,860	2,916	4,778	4,830	4,757	4,770	4,369	<b>4,830</b>
30	1,390	2,515	3,224	2,980	2,836	2,901	4,755	4,805	4,751	4,757	4,321	<b>4,805</b>
31	1,405	2,520	3,236	2,983	2,842	2,901	4,764	4,822	4,769	4,766	4,351	<b>4,822</b>
32	1,394	2,514	3,237	2,978	2,833	2,893	4,756	4,802	4,748	4,753	4,329	<b>4,802</b>
33	1,395	2,511	3,227	2,975	2,837	2,894	4,738	4,790	4,742	4,741	4,318	<b>4,790</b>
34	1,394	2,510	3,226	2,978	2,840	2,895	4,759	4,805	4,749	4,752	4,334	<b>4,805</b>
35	1,391	2,511	3,227	2,979	2,848	2,903	4,741	4,802	4,739	4,748	4,333	<b>4,802</b>
36	1,388	2,510	3,225	2,974	2,832	2,889	4,747	4,784	4,735	4,748	4,320	<b>4,784</b>
37	1,395	2,512	3,224	2,973	2,830	2,893	4,750	4,804	4,724	4,757	4,296	<b>4,804</b>
38	1,400	2,514	3,227	2,975	2,828	2,890	4,740	4,780	4,730	4,731	4,292	<b>4,780</b>
39	1,400	2,511	3,227	2,979	2,834	2,887	4,738	4,805	4,731	4,736	4,320	<b>4,805</b>
40	1,399	2,515	3,231	2,978	2,834	2,886	4,747	4,795	4,737	4,741	4,297	<b>4,795</b>
41	1,396	2,513	3,234	2,983	2,838	2,889	4,740	4,795	4,743	4,744	4,300	<b>4,795</b>
42	1,407	2,510	3,229	2,973	2,828	2,887	4,746	4,779	4,729	4,737	4,297	<b>4,779</b>
43	1,398	2,513	3,226	2,973	2,831	2,891	4,732	4,788	4,734	4,751	4,310	<b>4,788</b>
44	1,394	2,509	3,225	2,972	2,831	2,884	4,729	4,797	4,736	4,732	4,301	<b>4,797</b>
45	1,392	2,504	3,217	2,972	2,830	2,891	4,739	4,794	4,733	4,750	4,303	<b>4,794</b>
46	1,394	2,505	3,229	2,971	2,831	2,890	4,749	4,783	4,732	4,733	4,294	<b>4,783</b>
47	1,389	2,507	3,225	2,976	2,831	2,892	4,740	4,800	4,738	4,740	4,309	<b>4,800</b>
48	1,394	2,506	3,222	2,972	2,827	2,891	4,731	4,785	4,737	4,743	4,304	<b>4,785</b>
49	1,392	2,509	3,226	2,976	2,835	2,893	4,735	4,785	4,738	4,739	4,288	<b>4,785</b>
50	1,052	1,859	2,407	2,226	2,138	2,157	3,605	3,521	3,423	3,538	3,131	<b>3,605</b>

### Correntes do Aerogerador 02 - Parque 2

Pbin(%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	Corrente utilizada
H	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	
2	7,272	10,079	9,553	14,107	18,612	23,039	27,532	32,822	35,908	43,176	46,570	<b>46,570</b>
3	14,927	26,336	6,011	7,160	7,914	8,159	8,604	8,923	9,762	10,061	10,098	<b>26,336</b>
4	0,893	0,929	0,752	1,118	1,449	1,498	1,974	2,248	2,472	2,918	3,166	<b>3,166</b>
5	68,896	112,523	30,544	28,723	28,760	26,245	27,804	27,626	24,503	23,977	18,916	<b>112,523</b>
6	1,311	1,525	1,745	4,045	6,081	4,669	7,052	6,902	5,669	10,140	7,975	<b>10,140</b>
7	16,946	30,850	18,025	29,114	38,655	33,552	54,094	54,486	69,638	58,977	66,311	<b>69,638</b>
8	1,491	1,643	1,843	3,271	4,405	3,577	5,538	5,769	6,259	6,953	7,394	<b>7,394</b>
9	11,141	10,699	12,366	19,147	23,609	18,957	28,311	29,667	36,727	31,887	32,276	<b>36,727</b>
10	0,800	0,907	1,376	2,587	3,450	3,097	4,895	5,086	5,827	6,197	7,915	<b>7,915</b>
11	2,150	2,565	2,785	4,230	4,772	4,460	6,332	6,597	7,819	7,290	6,702	<b>7,819</b>
12	0,569	0,649	0,972	1,749	2,296	1,984	3,356	3,637	4,213	4,156	4,416	<b>4,416</b>
13	1,687	2,247	1,905	2,563	3,169	3,178	4,348	4,370	4,763	4,464	4,094	<b>4,763</b>
14	0,579	0,644	0,901	1,525	1,990	1,719	2,909	3,079	3,659	3,583	4,451	<b>4,451</b>
15	0,553	0,632	1,161	1,767	2,343	1,686	3,041	3,159	3,715	3,416	3,509	<b>3,715</b>
16	0,477	0,517	0,800	1,333	1,788	1,320	2,504	2,713	3,218	3,181	4,322	<b>4,322</b>
17	0,965	1,212	1,378	1,903	2,307	1,968	3,090	3,236	3,678	3,449	3,346	<b>3,678</b>
18	0,395	0,413	0,640	1,145	1,572	1,223	2,211	2,390	2,778	2,669	2,671	<b>2,778</b>
19	0,892	0,835	0,983	1,643	2,057	1,648	2,883	2,943	3,365	3,059	2,484	<b>3,365</b>
20	0,413	0,439	0,807	1,379	1,828	1,358	2,442	2,668	3,180	2,906	2,935	<b>3,180</b>
21	0,287	0,322	0,535	0,903	1,253	0,985	1,811	1,953	2,280	2,132	2,080	<b>2,280</b>
22	0,296	0,319	0,617	0,979	1,316	0,979	1,771	1,959	2,304	2,142	2,166	<b>2,304</b>
23	0,593	0,593	0,599	0,837	1,088	0,959	1,617	1,692	1,990	1,790	1,617	<b>1,990</b>
24	0,233	0,237	0,294	0,512	0,699	0,563	1,054	1,182	1,398	1,335	1,347	<b>1,398</b>
25	0,292	0,305	0,389	0,551	0,715	0,600	1,029	1,111	1,274	1,170	1,054	<b>1,274</b>
26	0,249	0,254	0,309	0,486	0,633	0,513	0,897	0,999	1,201	1,099	1,071	<b>1,201</b>
27	0,167	0,180	0,199	0,312	0,427	0,349	0,619	0,671	0,781	0,739	0,681	<b>0,781</b>
28	0,229	0,222	0,240	0,359	0,468	0,389	0,660	0,711	0,910	0,792	0,817	<b>0,910</b>
29	0,524	0,351	0,259	0,342	0,418	0,414	0,587	0,591	0,715	0,631	0,593	<b>0,715</b>
30	0,146	0,135	0,127	0,201	0,261	0,207	0,356	0,371	0,462	0,430	0,474	<b>0,474</b>
31	0,382	0,306	0,201	0,250	0,303	0,264	0,392	0,422	0,487	0,472	0,459	<b>0,487</b>

Pbin(%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	Corrente utilizada
H	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	
32	0,130	0,124	0,111	0,161	0,197	0,158	0,296	0,304	0,375	0,366	0,533	<b>0,533</b>
33	0,115	0,115	0,099	0,148	0,188	0,152	0,246	0,254	0,292	0,293	0,330	<b>0,330</b>
34	0,106	0,104	0,094	0,143	0,194	0,141	0,268	0,244	0,320	0,305	0,441	<b>0,441</b>
35	0,267	0,287	0,196	0,238	0,255	0,203	0,359	0,339	0,485	0,395	0,399	<b>0,485</b>
36	0,065	0,071	0,064	0,088	0,120	0,097	0,153	0,153	0,148	0,158	0,156	<b>0,158</b>
37	0,188	0,168	0,144	0,147	0,172	0,160	0,195	0,190	0,176	0,212	0,273	<b>0,273</b>
38	0,077	0,079	0,065	0,080	0,102	0,094	0,131	0,130	0,127	0,130	0,138	<b>0,138</b>
39	0,237	0,243	0,142	0,144	0,152	0,143	0,162	0,176	0,160	0,155	0,154	<b>0,243</b>
40	0,117	0,115	0,093	0,112	0,148	0,121	0,184	0,195	0,222	0,233	0,264	<b>0,264</b>
41	0,555	0,569	0,341	0,341	0,345	0,308	0,307	0,307	0,302	0,314	0,305	<b>0,569</b>
42	0,080	0,082	0,056	0,070	0,083	0,070	0,094	0,101	0,116	0,125	0,138	<b>0,138</b>
43	0,197	0,178	0,107	0,102	0,111	0,094	0,105	0,099	0,119	0,125	0,138	<b>0,197</b>
44	0,047	0,046	0,036	0,047	0,059	0,066	0,085	0,099	0,112	0,125	0,138	<b>0,138</b>
45	0,053	0,047	0,038	0,046	0,058	0,063	0,085	0,099	0,109	0,121	0,132	<b>0,132</b>
46	0,040	0,039	0,032	0,042	0,056	0,059	0,083	0,098	0,107	0,121	0,135	<b>0,135</b>
47	0,070	0,058	0,044	0,047	0,060	0,059	0,083	0,099	0,110	0,121	0,132	<b>0,132</b>
48	0,040	0,040	0,031	0,042	0,056	0,059	0,083	0,099	0,109	0,125	0,138	<b>0,138</b>
49	0,060	0,044	0,039	0,044	0,056	0,059	0,083	0,099	0,110	0,125	0,138	<b>0,138</b>
50	0,032	0,033	0,023	0,036	0,051	0,034	0,070	0,082	0,066	0,062	0,075	<b>0,082</b>

### Correntes do Aerogerador 03 - Parque 3

Pbin(%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	Corrente utilizada
H	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	Ih(A)	
2	1,152	4,701	8,051	10,732	13,886	16,856	21,960	25,874	28,415	30,378	26,647	<b>30,378</b>
3	1,979	6,022	6,832	7,786	8,758	9,185	9,239	8,966	9,332	9,526	11,446	<b>11,446</b>
4	0,895	3,427	3,745	3,976	4,174	4,345	4,394	4,422	4,553	4,704	5,270	<b>5,270</b>
5	4,950	22,273	23,407	22,727	22,978	19,528	17,722	15,178	13,895	12,598	11,785	<b>23,407</b>
6	0,926	3,385	3,952	4,393	4,545	4,919	5,033	5,021	5,354	5,300	5,914	<b>5,914</b>
7	3,041	11,236	28,683	39,908	52,478	57,195	53,698	37,096	36,674	35,767	32,142	<b>57,195</b>
8	0,925	3,390	4,116	4,628	5,181	5,608	5,795	5,549	5,774	5,917	6,149	<b>6,149</b>

Pbin(%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	Corrente utilizada
H	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	
9	1,428	5,591	12,298	16,175	20,365	23,038	21,288	16,250	16,055	15,753	16,451	<b>23,038</b>
10	0,887	3,308	3,848	4,208	4,561	4,827	4,913	4,677	4,765	4,872	5,451	<b>5,451</b>
11	1,023	3,521	4,965	5,788	6,718	8,130	8,174	7,208	6,674	6,334	7,047	<b>8,174</b>
12	0,859	3,201	3,684	4,034	4,340	4,571	4,620	4,505	4,650	4,740	5,185	<b>5,185</b>
13	0,929	3,283	4,033	4,475	4,780	5,193	5,214	4,901	4,978	5,093	5,474	<b>5,474</b>
14	0,854	3,208	3,629	3,936	4,196	4,368	4,390	4,283	4,380	4,504	5,064	<b>5,064</b>
15	0,864	3,168	3,716	4,054	4,383	4,618	4,580	4,359	4,444	4,544	5,124	<b>5,124</b>
16	0,850	3,165	3,595	3,918	4,201	4,398	4,360	4,225	4,313	4,424	5,006	<b>5,006</b>
17	0,898	3,241	3,822	4,188	4,503	4,850	4,715	4,527	4,583	4,644	5,223	<b>5,223</b>
18	0,843	3,188	3,607	3,911	4,165	4,380	4,348	4,226	4,313	4,436	5,007	<b>5,007</b>
19	0,875	3,203	3,787	4,082	4,322	4,548	4,530	4,384	4,434	4,534	5,100	<b>5,100</b>
20	0,839	3,152	3,569	3,854	4,080	4,238	4,224	4,186	4,279	4,391	4,985	<b>4,985</b>
21	0,850	3,153	3,573	3,854	4,084	4,235	4,228	4,183	4,267	4,379	4,981	<b>4,981</b>
22	0,839	3,144	3,550	3,824	4,057	4,210	4,160	4,126	4,214	4,343	4,963	<b>4,963</b>
23	0,850	3,171	3,598	3,874	4,080	4,231	4,174	4,151	4,230	4,359	4,978	<b>4,978</b>
24	0,847	3,165	3,555	3,809	4,002	4,162	4,134	4,116	4,209	4,325	4,933	<b>4,933</b>
25	0,866	3,174	3,551	3,800	3,997	4,129	4,106	4,115	4,208	4,333	4,925	<b>4,925</b>
26	0,853	3,143	3,510	3,756	3,940	4,082	4,073	4,100	4,188	4,314	4,920	<b>4,920</b>
27	0,852	3,141	3,518	3,754	3,946	4,082	4,065	4,082	4,174	4,296	4,927	<b>4,927</b>
28	0,849	3,145	3,519	3,756	3,936	4,073	4,054	4,069	4,166	4,286	4,905	<b>4,905</b>
29	0,850	3,147	3,521	3,783	3,973	4,093	4,071	4,084	4,170	4,290	4,911	<b>4,911</b>
30	0,845	3,143	3,505	3,751	3,931	4,081	4,061	4,084	4,176	4,300	4,916	<b>4,916</b>
31	0,851	3,164	3,550	3,795	3,961	4,085	4,061	4,078	4,171	4,293	4,909	<b>4,909</b>
32	0,838	3,151	3,535	3,763	3,942	4,074	4,058	4,077	4,169	4,292	4,912	<b>4,912</b>
33	0,836	3,141	3,518	3,755	3,936	4,073	4,056	4,084	4,169	4,292	4,910	<b>4,910</b>
34	0,830	3,136	3,523	3,765	3,946	4,077	4,061	4,080	4,172	4,291	4,912	<b>4,912</b>
35	0,834	3,140	3,523	3,772	3,958	4,080	4,061	4,075	4,170	4,294	4,901	<b>4,901</b>
36	0,824	3,126	3,505	3,751	3,932	4,066	4,053	4,082	4,168	4,286	4,896	<b>4,896</b>
37	0,832	3,151	3,512	3,744	3,922	4,060	4,050	4,076	4,169	4,292	4,907	<b>4,907</b>
38	0,836	3,162	3,523	3,752	3,925	4,068	4,052	4,071	4,167	4,292	4,918	<b>4,918</b>
39	0,840	3,155	3,513	3,745	3,922	4,057	4,047	4,072	4,168	4,298	4,905	<b>4,905</b>

Pbin(%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	Corrente utilizada
H	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	lh(A)	
40	0,833	3,143	3,504	3,741	3,919	4,058	4,044	4,073	4,163	4,289	4,889	<b>4,889</b>
41	0,831	3,148	3,513	3,753	3,933	4,071	4,051	4,078	4,176	4,300	4,927	<b>4,927</b>
42	0,835	3,154	3,506	3,744	3,926	4,062	4,042	4,070	4,156	4,285	4,885	<b>4,885</b>
43	0,830	3,144	3,505	3,742	3,926	4,066	4,049	4,069	4,161	4,290	4,905	<b>4,905</b>
44	0,832	3,140	3,510	3,747	3,928	4,069	4,054	4,083	4,169	4,298	4,915	<b>4,915</b>
45	0,827	3,143	3,511	3,751	3,930	4,073	4,052	4,082	4,176	4,302	4,908	<b>4,908</b>
46	0,821	3,138	3,509	3,744	3,930	4,064	4,045	4,074	4,162	4,290	4,904	<b>4,904</b>
47	0,821	3,124	3,502	3,743	3,934	4,062	4,045	4,074	4,166	4,288	4,899	<b>4,899</b>
48	0,828	3,139	3,507	3,748	3,933	4,063	4,043	4,071	4,159	4,288	4,886	<b>4,886</b>
49	0,823	3,136	3,504	3,743	3,927	4,064	4,061	4,088	4,184	4,323	4,909	<b>4,909</b>
50	0,618	2,356	2,646	2,793	2,974	3,046	3,008	3,045	3,125	3,266	3,800	<b>3,800</b>

**10      APENDICE B – DISTORÇÕES HARMÔNICAS DE TENSÃO  
RESULTANTES DOS DIFERENTES MÉTODOS DE DIAGRAMAS  
ENVOLTÓRIOS**

Ordem (h)	Setor Circular Vh(%)	Circunferência Vh(%)	Polígono Discreto Vh(%)
2	2,32	3,84	2,32
3	1,97	2,52	2,49
4	0,59	2,01	1,28
5	2,75	8,99	6,90
6	0,77	1,05	0,81
7	7,00	6,03	5,99
8	0,80	0,65	0,63
9	2,08	2,97	2,52
10	0,48	0,65	0,63
11	0,26	0,45	0,36
12	0,21	0,39	0,27
13	0,10	0,39	0,20
14	0,11	0,40	0,18
15	0,11	0,32	0,16
16	0,11	0,36	0,18
17	0,11	0,22	0,11
18	0,21	0,23	0,11
19	0,32	0,20	0,14
20	0,48	0,26	0,17
21	0,50	0,33	0,23
22	0,90	0,57	0,57
23	0,57	0,57	0,36
24	0,81	0,81	0,73
25	0,75	0,58	0,44
26	1,13	0,32	0,29
27	1,49	0,26	0,20
28	0,20	0,28	0,17
29	0,31	0,28	0,18
30	0,20	0,23	0,15
31	0,14	0,20	0,13
32	0,04	0,14	0,10
33	0,02	0,12	0,11
34	0,02	0,16	0,16
35	0,03	0,24	0,19
36	0,03	0,22	0,18
37	0,03	0,20	0,17
38	0,03	0,16	0,12
39	0,03	0,14	0,12

Ordem (h)	Setor Circular Vh(%)	Circunferência Vh(%)	Polígono Discreto Vh(%)
40	0,05	0,18	0,14
41	0,09	0,18	0,14
42	0,08	0,18	0,14
43	0,13	0,18	0,11
44	0,16	0,18	0,13
45	0,28	0,16	0,16
46	1,17	0,20	0,20
47	0,94	0,28	0,28
48	0,88	0,45	0,44
49	0,96	0,76	0,75
50	2,11	0,50	0,50