

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

DIEGO DA SILVA TORMAM

**SIMULAÇÃO E CAMPANHA DE MEDIÇÃO PARA AVALIAÇÃO DE  
DISTORÇÃO HARMÔNICA DA REDE BÁSICA NO ACESSO DE  
PARQUES EÓLICOS**

Porto Alegre

2019

DIEGO DA SILVA TORMAM

**SIMULAÇÃO E CAMPANHA DE MEDIÇÃO PARA AVALIAÇÃO DE DISTORÇÃO  
HARMÔNICA DA REDE BÁSICA NO ACESSO DE PARQUES EÓLICOS**

Projeto de diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2019

DIEGO DA SILVA TORMAM

**SIMULAÇÃO E CAMPANHA DE MEDIÇÃO PARA AVALIAÇÃO DE DISTORÇÃO  
HARMÔNICA DA REDE BÁSICA NO ACESSO DE PARQUES EÓLICOS**

Este Projeto de diplomação foi analisado e julgado adequado para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora designada pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

---

Orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

---

Chefe do DELET: Prof. Dr. Roberto Petry Homrich

Aprovado em: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

Banca Examinadora:

---

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Mariana Resener – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

---

Dir. Eng. Jeremias Wolff – Electric Consultoria e Serviços S/S - EPP

## **DEDICATÓRIA**

Agradeço aos meus falecidos pais, Dercy e Selita, por todo esforço, dedicação, carinho e suporte que me foram dados para que pudesse alcançar meus objetivos. Sempre fizeram de tudo para que eu me tornasse, acima de tudo, um ser humano de bem. Levo eles no coração para o resto da vida.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a minha esposa, Nathalia, por estar ao meu lado nessa longa jornada acadêmica, sendo paciente e compreensível, me apoiando sempre na busca pelos meus objetivos.

Agradeço a minha irmã, Denise, pelos jantares e momento de descontração para seguir em frente nos meus objetivos.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, por todos os ensinamentos desde as disciplinas ministradas por ele, até as ajudas e orientações neste Projeto de Diplomação.

Agradeço ao meu Gestor e Mentor, Eng. Guilherme Schallenberger, por todos ensinamentos e conhecimentos compartilhados ao longo desses dois anos em que trabalhamos juntos.

Agradeço a todos os Professores do DELET pelo aprendizado acadêmico e pessoal que me tornaram um aluno, um profissional, uma pessoa melhor ao longo da Graduação.

## RESUMO

Neste projeto de diplomação será apresentado um estudo de caso com objetivo de analisar as distorções harmônicas de tensão na Rede Básica, causadas por um Complexo de Geração Eólica, através de simulações e de medições em campo executadas no respectivo complexo. Todo o sistema de geração, redes de distribuição e subestação elevadora foram modelados como fontes de correntes harmônicas injetadas no ponto de conexão do empreendimento na Rede Básica. A modelagem da área de abrangência em que o sistema de geração se conecta e a análise das tensões harmônicas no ponto de acoplamento foram feitas por meio dos softwares do CEPTEL, Anarede e HarmZs, respectivamente. Os resultados obtidos nas simulações e medições são analisados entre si, e comparados com os limites de referência conforme ONS. Para os casos simulados, o valor máximo de DTHT foi de 0,6546%, sendo o valor identificado para a medição após a conexão do Complexo de 0,6158%. Através dos resultados apresentados foi possível validar o modelo de simulação aplicado ao estudo de caso.

**Palavras-chave:** Distorção Harmônica. Geração Eólica. Rede Básica. Simulação. Medição.

## ABSTRACT

This diplomation project will present a case study aiming to analyze the harmonic voltage distortions in the Basic Network, caused by a Wind Generation Complex, through simulations and field measurements performed in the respective complex. The entire generation system, distribution networks and elevator substation were modeled as sources of harmonic currents injected at the connection point of the venture in the Basic Network. The modeling of the coverage area in which the generation system is connected and the analysis of the harmonic voltages at the coupling point were performed using CEPTEL, Anarede and HarmZs software, respectively. The results obtained in the simulations and measurements are analyzed among themselves and compared with the reference limits according to ONS. For the simulated cases, the maximum DTHT value was 0.6546%, and the value identified for the measurement after the connection of the Complex was 0.6158%. Through the presented results it was possible to validate the simulation model applied to the case study.

**Keywords:** Harmonic Distortion. Wind Generation. Basic Network. Simulation. Measurement.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Componentes de um aerogerador de eixo horizontal.....	20
Figura 2 – Esquema de um aerogerador SCIG.....	25
Figura 3 – Esquema de um aerogerador WRIG.....	26
Figura 4 – Esquema de um aerogerador DFIG.....	27
Figura 5 – Esquema de um aerogerador EESG.....	27
Figura 6 – Esquema de um aerogerador PMSG.....	28
Figura 7 – Decomposição de uma forma de onda com distorção harmônica.....	32
Figura 8 – Demonstração do Equivalente Norton.....	37
Figura 9 – Representação gráfica do LG do tipo Setor Anular.....	40
Figura 10 – Representação gráfica do LG do tipo Polígono de “n” Lados.....	40
Figura 11 – Conexão do equipamento no transdutor de tensão.....	42
Figura 12 – Diagrama unifilar simplificado do Complexo de Geração Eólica.....	46
Figura 13 – Coleta de correntes harmônicas em um dos aerogeradores dos Parques Eólicos.....	50
Figura 14 – Espectro de correntes harmônicas injetadas no PAC referente ao número total de aerogeradores do CGE - 2ª até 25ª ordem.....	51
Figura 15 – Espectro de correntes harmônicas injetadas no PAC referente ao número total de aerogeradores do CGE - 26ª até 50ª ordem.....	52
Figura 16 – Diagrama unifilar simplificado com o ponto de conexão na Rede Básica.....	53
Figura 17 – Placa com características técnicas do TPC da SE Morro do Chapéu II.....	55
Figura 18 – Painél de proteção em que foi instalado o equipamento de medição.....	56
Figura 19 – Análise da DTHT das simulações.....	57
Figura 20 – Análise da DTHT das medições.....	59
Figura 21 – Análise comparativa da DTHT das simulações e medições.....	60



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites individuais para os indicadores DTHI e DTHT. ....	34
Tabela 2 – Limites globais inferiores para os indicadores DTHI e DTHT. ....	35
Tabela 3 – Fatores “ $\alpha$ ” para combinação de fontes independentes de correntes harmônicas. .	38
Tabela 4 – Parâmetros utilizados para correção da resistência em função da frequência. ....	38
Tabela 5 – Dados de cabo 20/35 kV, instalação em trifólio.....	47
Tabela 6 – Dados dos transformadores elevadores dos aerogeradores. ....	47
Tabela 7 – Dados dos transformadores da subestação coletora.....	47
Tabela 8 – Dados da linha de transmissão entre CGE e SE Morro do Chapéu II - 230 kV.....	47
Tabela 9 – Correntes harmônicas fornecidas pelo fabricante do aerogerador SG 114 - 2,1MW - 2,21 MVA. ....	48
Tabela 10 – Correntes harmônicas obtidas por meio de medição no aerogerador SG 114 - 2,1MW - 2,21 MVA. ....	49

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGE	Complexo de Geração Eólica
CPTEC	Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos
DAPR	Declaração de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede
DFIG	Doubly Fed Induction Generator (Gerador de Indução Duplamente Excitado)
DTHI	Distorção de Tensão Harmônica Individual
DTHT	Distorção de Tensão Harmônica Total
EESG	Electrically Excited Synchronous Generator (Gerador Síncrono Excitado Eletricamente - com Enrolamento de Campo)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FFT	Fast Fourier Transformer (Transformada Rápida de Fourier)
GWEC	Global Wind Energy Council (Conselho Global de Energia Eólica)
ONS	Operado Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator (Gerador Síncrono de Excitatriz com Ímãs Permanentes)
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Renováveis
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator (Gerador de Indução com Rotor de Gaiola)
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
WRIG	Wound Rotor Induction Generator (Gerador de Indução com Rotor Ventilado)
WWEA	World Wind Energy Association (Associação Mundial de Energia Eólica)

## LISTA DE SÍMBOLOS

$V_h$	Componente Harmônica de Tensão de Índice h
$V_1$	Componente Harmônica de Tensão Fundamental (60 Hz)
$h_{\text{máx}}$	Máxima Ordem Harmônica
$I_h$	Componente Harmônica de Corrente de Índice h
$Y_h$	Componente Harmônica da Admitância de Índice h
$Y_{ih}$	Componente Harmônica da Admitância da Rede Interna de Índice h
$Y_e$	Componente Harmônica da Admitância da Rede Externa
$Z_{ih}$	Componente Harmônica da Impedância da Rede Interna de Índice h

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>16</b>
1.1. Motivação do Trabalho .....	17
1.2. Objetivo .....	18
1.3. Estrutura do Projeto de Diplomação .....	18
1.4. Contextualização do Trabalho no Curso.....	19
<b>2. GERADORES EÓLICOS</b> .....	<b>20</b>
2.1. Componentes de um Aerogerador .....	20
2.1.1. Torre.....	21
2.1.2. Nacele .....	21
2.1.3. Pás, Cubo e Rotor .....	21
2.1.4. Gerador .....	22
2.1.5. Caixa Multiplicadora .....	22
2.2. Mecanismo de Controle .....	22
2.2.1. Controle de Potência Mecânica.....	23
2.2.1.1. Controle Pitch (Passo).....	23
2.2.1.2. Controle Stall (Estol).....	23
2.2.2. Controle de Velocidade.....	24
2.3. Topologia de Aerogeradores.....	24
2.3.1. Gerador de Indução com Rotor de Gaiola (Squirrel Cage Induction Generator - SCIG) .....	24
2.3.2. Gerador de Indução com Rotor Ventilado (Wound Rotor Induction Generator - WRIG) .....	25
2.3.3. Gerador de Indução Duplamente Excitado (Doubly Fed Induction Generator - DFIG) .....	26
2.3.4. Gerador Síncrono Excitado Eletricamente - com Enrolamento de Campo (Electrically Excited Synchronous Generator - EESG).....	27
2.3.5. Gerador Síncrono de Excitatriz com Ímãs Permanentes (Permanent Magnet Synchronous Generator – PMSG).....	28
<b>3. INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA COM O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL</b> .....	<b>29</b>
3.1. Qualidade da Energia Elétrica .....	29

3.1.1.	Etapas de Análise da Qualidade de Energia Elétrica .....	30
3.2.	Distorção Harmônica .....	32
3.2.1.	Distorção de Tensão Harmônica Individual (DTHI) .....	33
3.2.2.	Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT) .....	33
3.3.	Limites de Desempenho para Distorção Harmônica .....	34
3.4.	Métodos de Análise do Comportamento Harmônico .....	35
3.4.1.	Simulação de Distorções Harmônicas de Tensão .....	36
3.4.1.1.	Método do “Equivalente de Norton” .....	36
3.4.1.2.	Método do “Lugar Geométrico” (LG) .....	39
3.4.1.3.	Ferramentas Computacionais .....	41
3.4.2.	Medição de Distorções Harmônicas de Tensão .....	42
3.4.2.1.	Implementação de Filtros de Harmônicas .....	44
<b>4.</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>45</b>
4.1.	Complexo de Geração Eólica.....	45
4.2.	Rede Básica.....	53
4.3.	Simulação de Distorções Harmônicas de Tensão .....	54
4.4.	Medição de Distorções Harmônicas de Tensão .....	55
<b>5.</b>	<b>RESULTADOS</b> .....	<b>57</b>
5.1.	Resultados das Simulações .....	57
5.2.	Resultados das Medições .....	58
5.3.	Análise Comparativa: Simulação x Medição.....	60
<b>6.</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>61</b>
6.1.	Trabalhos Futuros .....	62
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>63</b>
	<b>APÊNDICE A: Medição no Aerogerador – Formas de Onda</b> .....	<b>66</b>
	<b>APÊNDICE B: Resultados da Simulação – Caso 1</b> .....	<b>71</b>
	<b>APÊNDICE C: Resultados da Simulação – Caso 2</b> .....	<b>73</b>
	<b>APÊNDICE D: Resultados da Simulação – Caso 3</b> .....	<b>75</b>
	<b>APÊNDICE E: Resultados da Simulação – Caso 4</b> .....	<b>77</b>
	<b>APÊNDICE F: Resultados da Simulação – Caso 5</b> .....	<b>79</b>
	<b>APÊNDICE G: Resultados da Simulação – Caso 6</b> .....	<b>81</b>
	<b>APÊNDICE H: Resultados da Simulação – Caso 7</b> .....	<b>83</b>
	<b>APÊNDICE I: Resultados da Simulação – Caso 8</b> .....	<b>85</b>

<b>APÊNDICE J: Resultados da Simulação – Caso 9.....</b>	<b>87</b>
<b>APÊNDICE K: Medição Pré-Operacional – Formas de Onda .....</b>	<b>89</b>
<b>APÊNDICE L: Resultados da Medição – Pré-Operacional .....</b>	<b>94</b>
<b>APÊNDICE M: Medição Pós-Operacional – Formas de Onda .....</b>	<b>96</b>
<b>APÊNDICE N: Resultados da Medição – Pós-Operacional .....</b>	<b>101</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Considerada uma das melhores matrizes elétricas do mundo, de acordo com a EPE – Empresa de Pesquisa Energética, a matriz brasileira destaca-se por possuir um grande potencial para a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Comparado com a matriz elétrica mundial, em que maior parte da geração de energia é a partir de fontes não-renováveis como carvão, petróleo e gás natural, o Brasil se destaca pela maior parte de sua energia elétrica ser gerada por meio de fontes renováveis como, por exemplo, a hidráulica, eólica e solar.

Entre as formas de produção de energia no país, a geração hidrelétrica é principal fonte renovável de fornecimento de energia elétrica devido à grande quantidade de recursos hídricos existentes. Mas com o aumento da demanda e a necessidade de atender a toda população, exigiu-se um desenvolvimento do setor elétrico e uma melhor qualidade na energia fornecida. Diante disso, a geração eólica e solar obtiveram um crescimento significativo, caracterizadas por possuírem seus insumos geradores em abundância e um baixo risco ao meio-ambiente, diversificando a matriz elétrica nacional.

A perspectiva de um maior potencial estimulou ainda mais a geração eólica. Porém, ainda se enfrentam problemas técnicos, no que abrange a injeção da fonte de energia no sistema elétrico. Esses problemas estão associados a questões socioeconômicos, ambientais e de infraestrutura, como por exemplo o acessos aos locais, comunicação, suporte técnico qualificado, restrições de áreas de proteção, entre outros, que podem ser um obstáculo ao total aproveitamento do recurso eólico, e ao mesmo tempo uma oportunidade de impulso à economia nacional (EPE, 2018).

A crescente participação da geração eólica na matriz elétrica brasileira demandou um desenvolvimento e expansão da Rede Básica, em virtude da variabilidade e dificuldade no despacho da fonte no SIN – Sistema Interligado Nacional.

A expansão e introdução de melhores técnicas na Rede Básica são de extrema importância para os processos de programação e despacho do ONS, pois visam minimizar o risco na operação do SIN.

A geração eólica se tornou a segunda maior fonte de energia renovável no Brasil, segundo dados da ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica. O sucessivo aproveitamento da energia eólica fez com que o país alcançasse a marca de 15 GW instalado, em abril de 2019, de acordo com a ABEEólica. Com esse registro, o país passou a ocupar o

segundo lugar em relevância na matriz elétrica brasileira, sendo quase 90% desse total na região Nordeste.

O fato de quase toda geração eólica nacional estar localizada na região Nordeste, implica em contínuo redimensionamento da Rede Básica dessa região, visto que a maior parte do potencial eólico brasileiro se encontra-se no Nordeste, mas os maiores centros de carga estarem presentes nas regiões Sul e Sudeste.

A tendência é que nos próximos anos aumente ainda mais a potência instalada no país, o que exige a necessidade de escoar a energia e de fornecer folga ao sistema elétrico de transmissão para a conexão de futuros empreendimentos (ABEEÓLICA, 2019).

### **1.1. Motivação do Trabalho**

Estudos Técnicos fazem parte de etapas para a conexão de uma usina geradora, como a projeção da usina (localização do empreendimento, potência total), solicitação de acesso ao sistema elétrico para a conexão da mesma (para o ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico ou Concessionárias), até a conexão e liberação para entrada em operação da usina.

No âmbito da Qualidade de Energia Elétrica, distorções harmônicas possuem uma devida atenção e controle pelo ONS. Com o aumento dos sistemas de geração eólica e o consequente avanço da tecnologia dos equipamentos que constituem esse sistema, a inserção de distorções harmônicas no sistema elétrico se tornaram mais frequentes.

A presença de fontes chaveadas nos conversores de frequência, um dos principais componentes no processo de conversão da energia, é o que torna esses distúrbios muito comuns no sistema de geração, e que são caracterizados pela presença de frequências múltiplas da frequência fundamental (60Hz) na forma de onda da tensão e corrente, podendo causar alguns impactos no sistema elétrico.

O estudo de distorções harmônicas ajuda a quantificar e analisar os possíveis impactos que podem ocorrer no sistema elétrico, como a diminuição da vida útil de equipamentos ou até queima dos mesmos. Através da análise feita no estudo verifica-se os impactos que podem causar em uma rede elétrica. Com o uso de uma ferramenta computacional adequada analisa-se diversas situações em que o sistema pode operar. Por isso a simulação do sistema elétrico de potência deve se dar da forma mais fidedigna, considerando todos os componentes que possam existir (geradores, transformadores, linhas de transmissão, demais cargas, etc.).



## **1.2. Objetivo**

O principal objetivo deste trabalho é realizar uma análise relacionada à geração de distorções harmônicas por aerogeradores, modelando o sistema elétrico em que um Complexo Eólico está conectado, de maneira mais condizente com a realidade, validando os modelos numéricos aplicados por meio de medições reais executadas no empreendimento. O foco do estudo estará nas distorções harmônicas presentes nas formas de onda de tensão, comparando os resultados com os respectivos limites desses indicadores estipulados pelo órgão responsável (ONS), e comparando os resultados simulados com as medições antes e depois da operação desse complexo.

## **1.3. Estrutura do Projeto de Diplomação**

Este Projeto de Diplomação está estruturado em 6 (seis) capítulos, iniciando por esse capítulo introdutório sobre o tema abordado, que inclui a motivação, objetivo e um contexto sobre o conhecimento adquirido durante o curso de graduação para abordar o tema proposto.

O Capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica sobre geradores eólicos, apresentando os elementos que compõem o sistema de geração e seus respectivos funcionamentos.

O Capítulo 3 são apresentados os aspectos técnicos sobre a conexão de usinas de geração eólica na Rede Básica, os principais impactos na mesma referente a distorções harmônicas, e os métodos para a análise desse indicador.

No Capítulo 4 é apresentado o Estudo de Caso utilizado para analisar e avaliar os aspectos harmônicos na Rede Básica.

No Capítulo 5 são mostrados os resultados obtidos para os respectivos métodos utilizados para a análise das distorções harmônicas.

E por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões deste estudo.

#### **1.4. Contextualização do Trabalho no Curso**

O foco deste trabalho será específico no estudo e análise de distorções harmônicas que uma usina de geração eólica pode proporcionar ao sistema elétrica a que se conecta.

Para tal análise, serão aplicados conhecimentos adquiridos pelo aluno durante a graduação, em disciplinas de caráter obrigatório como “Análise de Circuitos I, II e III”, que serviram como embasamento para a determinada área de interesse, e a disciplina de “Análise de Sistemas de Potência” que apresentou uma abordagem mais detalhada dos aspectos de sistemas elétricos de potência. Também serão aplicados conhecimentos mais aprofundados obtidos através da disciplina eletiva “Qualidade de Energia Elétrica”, e na vivência profissional que o aluno está adquirindo na atual empresa, desenvolvendo estudos técnicos e análises de campanhas de medição para usinas de geração eólica.

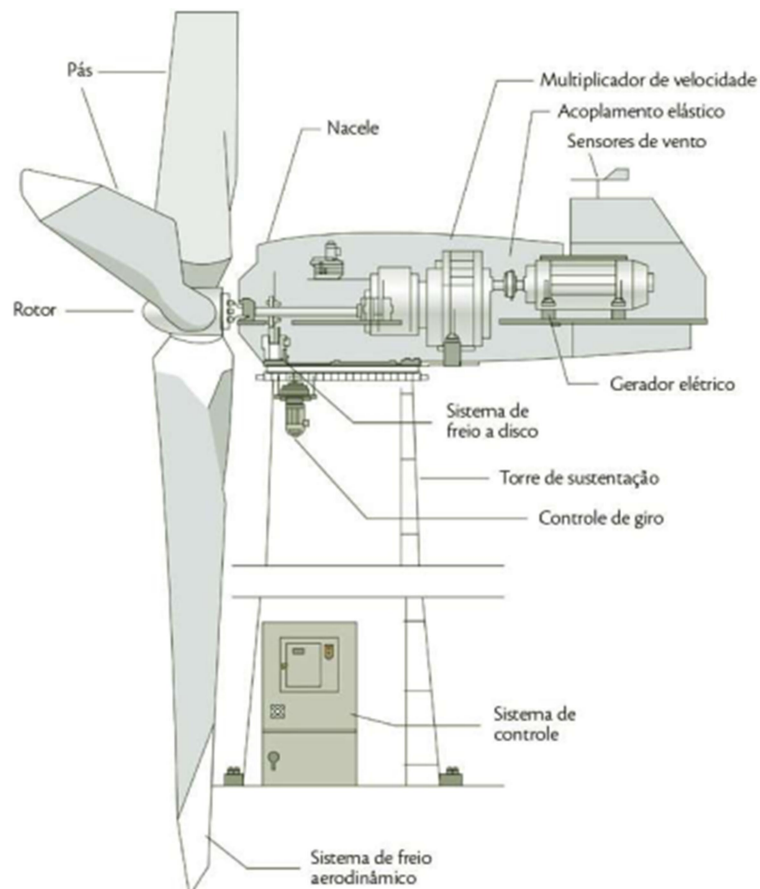
## 2. GERADORES EÓLICOS

As centrais eólicas necessitam de grandes investimentos para serem construídas e colocadas em operação. Estima-se que aproximadamente 60% desse investimento seja direcionado aos aerogeradores, considerados os itens críticos do sistema de geração. Esses equipamentos são complexos, de grande porte, com capacidades variando atualmente entre 1,5 e 3,5 MW, em instalações onshore (instalados em terras costeiras) (ABDI, 2014).

### 2.1. Componentes de um Aerogerador

Os principais aerogeradores utilizados em escala são os com rotor de eixo horizontal do tipo hélice, composto normalmente por três pás, e possuem como principais componentes a torre, o cubo, a nacele, rotor, gerador e caixa multiplicadora. Na Figura 1 é possível observar os componentes de um aerogeradores de eixo horizontal.

Figura 1 – Componentes de um aerogerador de eixo horizontal.



Fonte: RODRIGUES, 2011.

### **2.1.1. Torre**

As torres são estruturas que possuem basicamente duas funções: ser o suporte estrutural do aerogerador como um todo, sustentando o conjunto rotor–nacele por exemplo; e permitir o acesso de pessoas especializadas à nacele pelo interior do aerogerador, por meio de um elevador (ABDI, 2014). As torres podem ser do tipo cônica, construídas de aço laminado ou concreto, e as torres treliçadas que utilizam aço galvanizado, tipicamente variam entre 60 e 120 metros de altura.

### **2.1.2. Nacele**

A nacele é a carcaça montada sobre a torre que contém uma série de componentes e subcomponentes tais como: eixo, gerador, caixa multiplicadora (quando usada), transformador (em alguns modelos), e vários outros componentes eletrônicos e mecânicos importantes para o funcionamento. A nacele pode ser feita de aço ou fibra de vidro, e fica presa a uma estrutura fixada ao teto da torre. Dentro da nacele é que são realizadas as principais atividades de manutenção do aerogerador.

### **2.1.3. Pás, Cubo e Rotor**

As pás são perfis aerodinâmicos responsáveis pela interação com o vento, convertendo parte de sua energia cinética em trabalho mecânico. Inicialmente fabricadas em alumínio, mas atualmente são fabricadas em fibras de vidro reforçadas com epóxi, e têm entre 20 e 60 metros de comprimento.

As pás são fixadas a frente do aerogerador, no cubo. O cubo é construído em aço ou liga de alta resistência, e além da fixação das pás também acomoda os motores e mecanismos para ajustar o ângulo de ataque as pás. O cubo é uma peça mecânica de alta resistência, montado em fábrica, resultando em uma peça única e compacta sem a necessidade de montagens no local da instalação.

Já o rotor é responsável pelo acoplamento do cubo ao gerador, fazendo a conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica da turbina. Este componente do aerogerador pode ser construído em aço ou liga metálica de alta resistência (DUTRA, 2008).

#### **2.1.4. Gerador**

O gerador é responsável pela transformação da energia mecânica de rotação em energia elétrica. Existem várias alternativas de geradores utilizados na geração eólica, entre eles: geradores de corrente contínua, geradores síncronos, geradores assíncronos, geradores de comutador de corrente alternada (DUTRA, 2008).

#### **2.1.5. Caixa Multiplicadora**

A caixa de multiplicadora (caixa de engrenagem) localiza-se entre o rotor e o gerador, e tem por objetivo adaptar a baixa velocidade do rotor à velocidade de rotação mais elevada dos geradores convencionais. Geralmente, a velocidade angular de um rotor pode variar na faixa de 20 a 150rpm, e alguns tipos de geradores (geradores síncronos por exemplo) operam em rotações mais elevadas, na faixa de 1.200 a 1.800rpm, tornando necessária a instalação de um sistema de multiplicação entre os eixos. Alguns modelos de aerogeradores não possuem caixa de engrenagem, sendo esse sistema substituído por múltiplos geradores de baixa velocidade e grandes dimensões para alcançar a elevada rotação (DUTRA, 2008).

### **2.2. Mecanismo de Controle**

De acordo com (MOURA, 2019), o princípio de funcionamento de turbinas eólicas é baseado em dois processos de conversão:

- a) A conversão de energia cinética do ar em energia mecânica, através do uso da aerodinâmica das pás do rotor;
- b) A conversão eletromecânica de energia em energia elétrica por meio de um gerador.

## 2.2.1. Controle de Potência Mecânica

As turbinas eólicas podem ser classificadas pelo seu controle de potência mecânica em:

### 2.2.1.1. Controle Pitch (Passo)

O controle de passo é um sistema ativo que normalmente necessita de uma informação vinda do sistema de controle. Quando a potência nominal do gerador é ultrapassada devido à um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal, alterando o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque. Dessa forma, as forças aerodinâmicas que atuam nas pás são reduzidas, assim como extração de potência do vento. Quando em regiões com velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o ângulo pode ser definido para que o aerogerador produza apenas a potência nominal (DUTRA, 2018).

### 2.2.1.2. Controle Stall (Estol)

Este controle é dividido em dois tipos:

- Stall Passivo: quando a velocidade do vento supera a velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor “descola” da superfície da pá (estol), aumentando a força de arrasto. Devido a tal fenômeno, o sistema atua como um freio aerodinâmico, controlando a potência produzida pela turbina.
- Stall Ativo: baseia-se na alteração do eixo das pás (como no pitch), porém de forma a provocar o estol. Acontece quando o ângulo de passo é reduzido e, conseqüentemente, o ângulo de ataque é aumentado para que a pá entre na região post-stall (apresenta efeitos turbulentos). A ação de controle dos atuadores é menor em stall ativo do que em ângulo de passo.

### 2.2.2. Controle de Velocidade

Geralmente os geradores utilizados em turbinas eólicas são os síncronos e os de indução. O nome síncrono se deve ao fato de a máquina operar com uma velocidade de rotação constante sincronizada com a frequência da tensão elétrica alternada aplicada aos seus terminais, ou seja, devido ao movimento igual de rotação entre o campo girante e o rotor (sincronismo entre campo do estator e rotor). Os geradores de indução não necessitam de excitatriz, e rodam com uma velocidade superior à velocidade de sincronismo, existindo escorregamento do rotor em relação ao campo girante (ABDI, 2014).

A partir das características dos geradores síncrono e de indução, obteve-se alguns tipos de controle de velocidade utilizados das principais turbinas eólicas existentes:

- Tipo 1: velocidade fixa e caixa de engrenagem de múltiplo estágio;
- Tipo 2: velocidade variável limitada e caixa de engrenagem de múltiplo estágio;
- Tipo 3: velocidade variável e caixa de engrenagem de múltiplo estágio;
- Tipo 4: velocidade variável com acionamento direto;
- Tipo 5: velocidade variável e caixa de engrenagem de único estágio.

### 2.3. Topologia de Aero geradores

Conforme os conceitos de velocidade de rotação, diferentes mecanismos de controle, acionamento e tipo de gerador, foram desenvolvidas as topologias apresentadas na sequência.

#### 2.3.1. Gerador de Indução com Rotor de Gaiola (Squirrel Cage Induction Generator - SCIG)

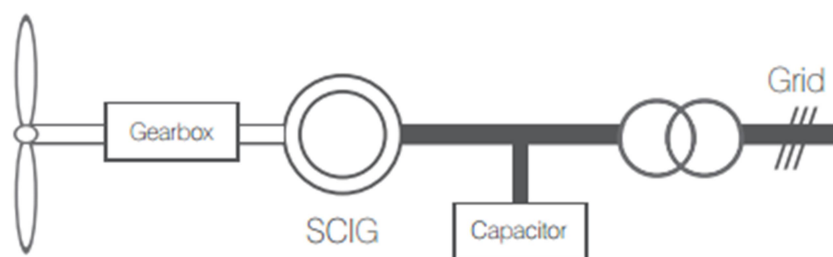
A topologia com gerador de indução com rotor de gaiola (SCIG) opera com velocidade fixa, controle stall, caixa de engrenagem de múltiplo estágio conectada diretamente à rede através de um transformador. Esse modelo foi muito utilizado nos anos de 1980 e de 1990, e

ficou conhecido como “Dinamarquês” por ser o mais fabricado pela indústria de aerogeradores da Dinamarca.

Esta topologia necessita um banco de capacitores para compensação de energia reativa. As variações da velocidade do vento são transmitidas diretamente para a rede através do conjugado eletromecânico, degradando a qualidade da energia elétrica. Como não há como operar a velocidade do SCIG, o sistema trabalha somente numa estreita faixa em torno da velocidade de sincronismo, limitando o máximo aproveitamento de energia captada a partir do vento (TOLMASQUIM, 2016).

Os principais fabricantes desse tipo de turbina são: Suzlon, Vestas, Siemens-Gamesa e Nordex. As principais vantagens dessas turbinas são: simplicidade, robustez e baixo custo. Já as desvantagens são: funcionamento a velocidade constante e carga mecânica elevada para a maioria dos regimes de ventos (MOURA, 2019).

Figura 2 – Esquema de um aerogerador SCIG.



Fonte: ABDI, 2014.

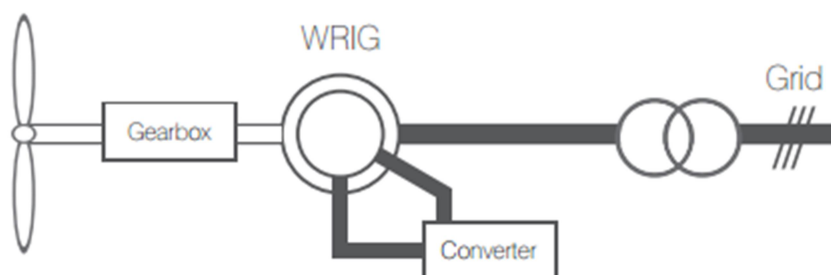
### 2.3.2. Gerador de Indução com Rotor Ventilado (Wound Rotor Induction Generator - WRIG)

Estes aerogeradores que possuem um gerador de indução com rotor ventilado (WRIG) são compostos por uma caixa de engrenagem de múltiplo estágio e velocidade variável limitada, por meio de um conversor eletrônico de potência para controlar uma resistência variável ligada aos enrolamentos do rotor. Esse sistema controla o escorregamento do rotor, permitindo o aumento da gama de velocidades e maior qualidade de geração de energia. O modelo WRIG também necessita compensar a energia reativa através do uso de bancos de capacitores (TOLMASQUIM, 2016).



Os principais fabricantes desse tipo de turbina são: Suzlon, Vestas e Siemens-Gamesa. As principais vantagens dessas turbinas são: melhoria da eficiência do sistema através do aumento da gama de variação de velocidade. As desvantagens são: gama de variação da velocidade reduzida e dissipação da potência extraída do rotor na resistência variável (MOURA, 2019).

Figura 3 – Esquema de um aerogerador WRIG.



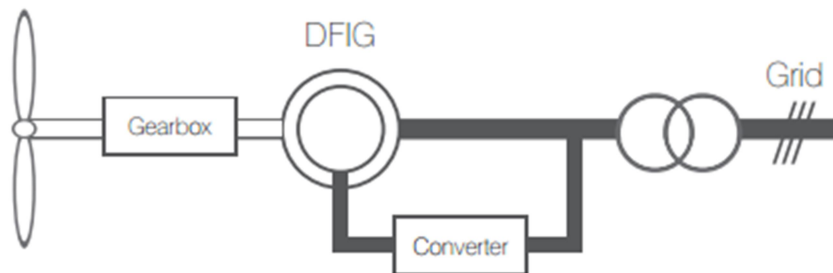
Fonte: ABDI, 2014.

### 2.3.3. Gerador de Indução Duplamente Excitado (Doubly Fed Induction Generator - DFIG)

Os aerogeradores com DFIG são geralmente de grande porte, e o princípio de funcionamento é similar ao SCIG. Nessa configuração o rotor do DFIG está ligado à rede através de um conversor de larga escala que permite a operação com velocidade variável do rotor, enquanto que o estator está diretamente ligado à rede. Assim é possível otimizar a extração de energia a partir do vento através do controle da potência ativa do conversor ligado ao rotor. Além disso, a potência reativa injetada à rede também pode ser controlada pelo mesmo conversor por meio da dissociação de potência ativa e potência reativa (TOLMASQUIM, 2016).

Os principais fabricantes desse tipo de turbina são: Suzlon, Vestas, Siemens-Gamesa, Nordex e GE. As principais vantagens são: aumento da eficiência, melhoria da qualidade de energia produzida, controle da potência ativa e reativa, atrativo do ponto de vista econômico. As desvantagens são: sistema de proteção do conversor (crowbar) contra correntes elevadas de defeito no rotor. Utilização de anéis coletores para transferir a potência do rotor para o conversor (MOURA, 2019).

Figura 4 – Esquema de um aerogerador DFIG.

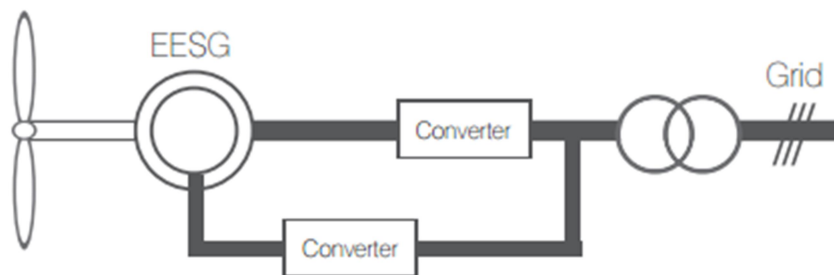


Fonte: ABDI, 2014.

#### 2.3.4. Gerador Síncrono Excitado Eletricamente - com Enrolamento de Campo (Electrically Excited Synchronous Generator - EESG)

Nessa topologia o gerador possui acionamento direto (sem caixa de engrenagem) e trabalha com baixa velocidade dado que o rotor do gerador está conectado diretamente ao cubo e pás. O gerador é projetado com elevado número de polos, o que eleva o volume e peso desses geradores quando comparados com os que possuem caixa de engrenagem. Esses geradores são construídos com um enrolamento de campo alimentado por corrente contínua, que é proveniente de um conversor que requer componentes eletrônicos caros e que precisa de refrigeração. Esta configuração tem como principal fabricante a Enercon/Wobben (TOLMASQUIM, 2016).

Figura 5 – Esquema de um aerogerador EESG.



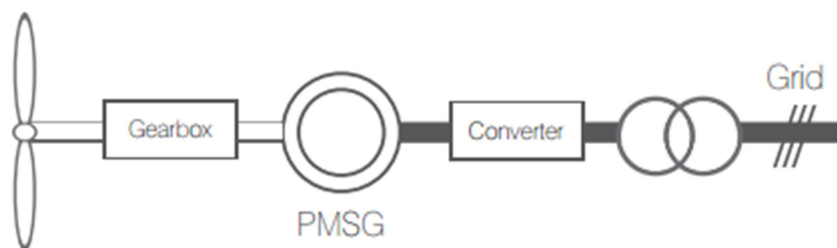
Fonte: ABDI, 2014.

### 2.3.5. Gerador Síncrono de Excitatriz com Ímãs Permanentes (Permanent Magnet Synchronous Generator – PMSG)

A configuração com gerador síncrono é uma alternativa ao SCIG quando utilizado com o conversor de larga escala. Nesta configuração pode-se utilizar tanto o EESG quanto PMSG, porém o PMSG oferece uma melhor eficiência com uma estrutura robusta. O custo do PMSG costuma ser maior que as outras opções para esta topologia devido aos materiais magnéticos permanentes (TOLMASQUIM, 2016).

Os principais fabricantes são: Enercon, GE, Siemens-Gamesa, Leitner e Jeumont. As principais vantagens dessas turbinas são: aumento da eficiência, melhora da qualidade de energia produzida, melhora do controle da potência ativa e reativa, ausência de anéis coletores e possível ausência da caixa de velocidade. As desvantagens são: custo elevado e perdas no conversor (MOURA, 2019).

Figura 6 – Esquema de um aerogerador PMSG.



Fonte: ABDI, 2014.

### **3. INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA COM O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

As características das cargas dos sistemas de geração atuais têm sido uma das principais responsáveis pela degradação da qualidade da energia injetada na rede. A integração de aerogeradores à rede, se não for devidamente planejada, pode causar interferências ou problemas no sistema elétrico. Os principais distúrbios que podem ser observados em relação a qualidade da energia são variações de tensão, desequilíbrios, flutuação da tensão (flicker) e harmônicos.

A preocupação com esses fenômenos aumentou o interesse e a necessidade de uma análise consistente quanto à questão da qualidade da energia elétrica.

#### **3.1. Qualidade da Energia Elétrica**

O gerenciamento do desempenho da Rede Básica relacionado à qualidade da energia elétrica (QEE) do Sistema Interligado Nacional fica a cargo do ONS. De acordo com o Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede, devem ser realizadas análises na qualidade de energia elétrica no indicadores de flutuação, desequilíbrio, e distorção harmônica de tensão em agentes de geração que solicitam a conexão à Rede Básica, para certificar-se que essas novas instalações não comprometam o desempenho do SIN. Agentes com cargas não lineares, como o caso de parques eólicos, possuem uma determinada atenção quanto às condições necessárias para acesso à Rede Básica.

O Quadro 1 a seguir, apresenta os indicadores da qualidade de energia e seus respectivos causadores referentes aos geradores eólicos.

Quadro 1 – Distúrbios ocasionados pelos aerogeradores.

<b>Distúrbios</b>	<b>Causas</b>
Elevação / Queda de Tensão	- Valor médio da potência entregue
Flutuação de Tensão	- Operações de chaveamento; - Efeitos do sombreamento da torre; - Erro de passo das pás; - Erro na mudança de direção; - Distribuição vertical do vento; - Oscilações na velocidade do vento; - Turbulências com grande intensidade.
Distorção Harmônica	- Conversores de frequência; - Controladores tiristorizados; - Capacitores.
Consumo de Potência Reativa	- Componentes indutivos ou sistemas de geração.

Fonte: DUTRA, 2008.

### 3.1.1. Etapas de Análise da Qualidade de Energia Elétrica

O Submódulo 24.2 dos Procedimentos de Rede do ONS estabelece os procedimentos que os Agentes de geração necessitam cumprir para solicitarem a entrada em operação junto ao SIN de novas unidades geradoras, e para o ONS emitir as Declarações de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede – DAPR.

No Quadro 2 pode-se observar a sequência de etapas relacionadas à qualidade de energia para a liberação e entrada em operação de parques eólicos conectados na Rede Básica.

Quadro 2 – Etapas do processo para entrada em operação no SIN.

<b>Etapa</b>	<b>Descrição</b>	<b>Responsável</b>
Solicitação de Acesso	Requerimento que inicia todo o processo de acesso ao sistema interligado de transmissão.	Agente
Parecer de Acesso	Estabelece as condições que o Agente de geração deve cumprir para a conexão de uma usina.	ONS
Estudos Pré-Operacionais	Estudos necessários para a integração da instalação na Rede de Operação compreendendo análises de regime permanente, transitórios eletromagnéticos de estabilidade eletromecânica, e curto-circuito.	Agente
Campanha de Medição Pré-Operacional	Medição de qualidade de energia para verificação dos indicadores de tensão antes a entrada em operação de uma usina.	Agente
Emissão do DAPR-T	O Agente de geração envia ao ONS a solicitação de DAPR para operação em teste.	ONS
Teste de 96 Horas	Testes da nova unidade geradora que comprove a capacidade de escoamento da potência instalada que será inserida ao sistema durante no mínimo de 96 horas ininterruptas.	Agente
Emissão do DAPR-P	O Agente de geração envia ao ONS a solicitação de DAPR para operação provisória integrada ao SIN.	ONS
Campanha de Medição Pós-Operacional	Medição de qualidade de energia para verificação dos indicadores de tensão após a entrada em operação de uma usina.	Agente
Emissão do DAPR-D	O Agente de geração envia ao ONS a solicitação de DAPR para operação definitiva integrada ao SIN.	ONS

Fonte: Adaptado Submódulo 24.2, 2019.08.

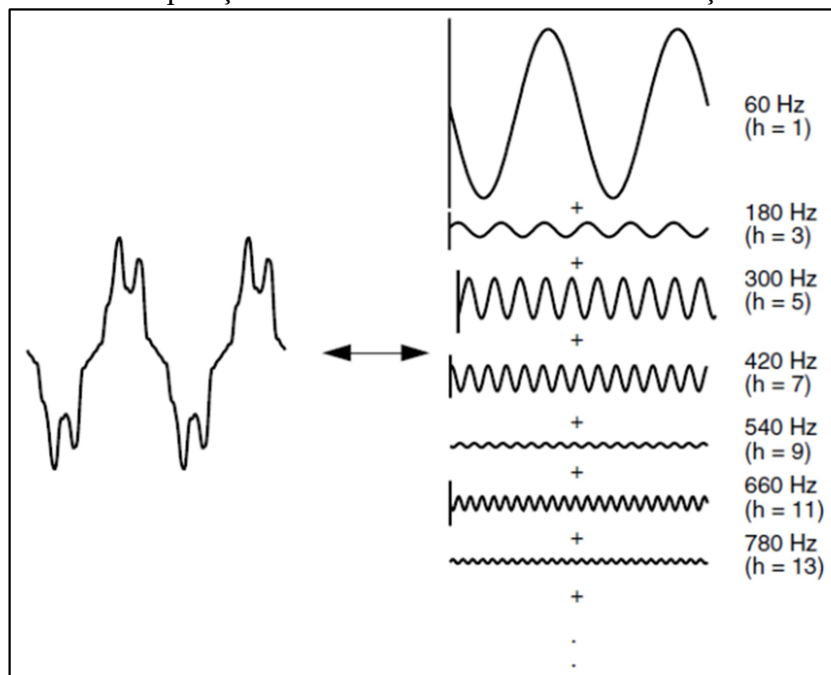
Neste trabalho serão abordados apenas os aspectos de qualidade de energia elétrica relacionados a distorções harmônicas geradas por parques eólicos em regime permanente.

### 3.2. Distorção Harmônica

As harmônicas são ondas senoidais com a característica de serem frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental ( $n \times 60$  Hz), e são analisadas matematicamente através da FFT – Fast Fourier Transformer ou Transformada Rápida de Fourier.

A Transformada de Fourier é uma metodologia utilizada para calcular a amplitude e ângulo dessas harmônicas. Por meio dessa técnica é possível fazer análises de cada componente harmônica individualmente, e a distorção total que é verificada por meio da superposição das componentes individuais. Na Figura 7 é apresentada uma demonstração da decomposição por meio de FFT de uma forma de onda distorcida, em função da existência de cargas não-lineares em um sistema elétrico.

Figura 7 – Decomposição de uma forma de onda com distorção harmônica.



Fonte: DUGAN et al, 2004.

Os ângulos de fase de cada componente harmônica são importantes para uma melhor análise, visto que por meio deles é possível determinar se a distorção harmônica é amplificada ou atenuada no PAC e, também, o sentido da harmônica para fins de responsabilidade. Por isso, em um ponto com conexão de várias cargas, conhecendo a amplitude e fase de cada harmônica, é possível identificar a principal carga geradora da distorção na barra de conexão.

A partir desse contexto, surgem as seguintes definições:

### 3.2.1. Distorção de Tensão Harmônica Individual (DTHI)

Esse indicador é dado pela relação entre a amplitude da ordem harmônica de ordem  $h$  ( $h > 1$ ) e a correspondente ordem fundamental ( $h=1$ ). Quando se refere a níveis de harmônicas de tensão, a componente fundamental pode ser definida de três maneiras: a primeira corresponde a atribuir o valor real de operação obtido no instante da medição; a segunda consiste em utilizar o valor nominal no barramento considerado; e a terceira forma é utilizando um valor de referência constante e definido pelo usuário. De forma similar, os conceitos podem ser aplicados as harmônicas de correntes. No entanto, o valor a ser definido como a componente fundamental da corrente deverá corresponder ao valor nominal para o ponto de medição ou, analogamente, adotando a corrente de carga para a demanda máxima como valor de referência. Estas opções visam contornar os problemas oriundos para casos em que existam baixos carregamentos no ponto de medição.

A distorção de tensão harmônica individual é definida conforme a equação (1) abaixo.

$$DTHI_h [\%]: \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (1)$$

### 3.2.2. Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT)

Esta definição tem por objetivo representar o conjunto de frequências harmônicas presentes nas formas de onda de tensão. Assim, a distorção harmônica total é expressa por meio de uma composição quadrática das distorções harmônicas individuais, conforme equação (2).

$$DTHT [\%]: \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\text{máx}}} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (2)$$



Em que:

$V_h$  - Tensão harmônica de ordem  $h$ , expressa em Volt ou pu;

$V_1$  - Tensão fundamental, expressa em Volt ou pu, cabendo as interpretações anteriormente feitas;

$h_{m\acute{a}x}$  - máxima ordem considerada.

### 3.3. Limites de Desempenho para Distorção Harmônica

Os limites de desempenho são descritos no Submódulo 2.8 do ONS. Eles devem ser respeitados em todos os casos de operação possíveis.

O desempenho da Rede Básica quanto à distorção harmônica de tensão é avaliado a partir da comparação dos indicadores DTHI e DTHT com os respectivos limites individual e global.

Os limites individuais, estipulados para os estudos específicos nas conexões que se aplicam ao PAC, são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Limites individuais para os indicadores DTHI e DTHT.

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DHTI, h ímpar		DHTI, h par		DHTI, h ímpar		DHTI, h par	
Ordem	Valor	Ordem	Valor	Ordem	Valor	Ordem	Valor
3 a 25	1,5%	-	-	3 a 25	0,6%	-	-
-	-	todas	0,6%	-	-	todas	0,3%
≥ 27	0,7%	-	-	≥ 27	0,4%	-	-
<b>DTHT = 3%</b>				<b>DTHT = 1,5%</b>			

Fonte: Submódulo 2.8, 2016.12.

Da mesma forma, os limites globais, definidos para as campanhas de medição, são informados na Tabela 2.

Tabela 2 – Limites globais inferiores para os indicadores DTHI e DTHT.

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DHTI, h ímpar		DHTI, h par		DHTI, h ímpar		DHTI, h par	
Ordem	Valor	Ordem	Valor	Ordem	Valor	Ordem	Valor
3, 5, 7	5%	-	-	3, 5, 7	2%	-	-
-	-	2, 4, 6	2%	-	-	2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%	-	-	9, 11, 13	1,5%	-	-
-	-	≥ 8	1%	-	-	≥ 8	0,5%
15 a 25	2%	-	-	15 a 25	1%	-	-
≥ 27	1%	-	-	≥ 27	0,5%	-	-
<b>DTHT = 6%</b>				<b>DTHT = 3%</b>			

Fonte: Submódulo 2.8, 2016.12.

### 3.4. Métodos de Análise do Comportamento Harmônico

A análise do efeito que uma nova instalação pode causar considera diversas configurações do sistema, no caso de estudo (simulação), e conforme a disponibilidade de operação para o caso de campanhas de medição.

Para o estudo na Rede Básica é necessário considerar as chamadas ‘condições de emergência’ (N-1), que podem ou não ocorrer na operação de um parque, sendo ‘N’ o número total de barras/conexões no entorno do PAC. Já a medição oferecem uma avaliação dos indicadores de qualidade de energia considerando as condições momentâneas do sistema. Ambos os procedimentos mencionados, simulação e medição, têm caráter complementar, pois cada um se refere a uma etapa diferente no processo de conexão de um parque na Rede Básica.

### 3.4.1. Simulação de Distorções Harmônicas de Tensão

A elaboração de um estudo sobre distorções harmônicas visa avaliar o impacto de uma nova instalação no PAC. Considera-se as limitações estipuladas em norma para o fluxo de harmônicas injetadas no subsistema elétrico por uma nova instalação, através da validação de modelos computacionais no domínio da frequência, abrangendo toda faixa de interesse para o estudo.

#### 3.4.1.1. Método do “Equivalente de Norton”

Para a modelagem do sistema, determina-se o “equivalente de Norton” ( $I_h$ ,  $Z_{ih}$ ) da Rede Interna do Agente acessante visto do PAC para cada harmônica significativa, considerando as condições operativas possíveis da instalação. O método visa calcular os piores valores de tensão harmônica no ponto de conexão,  $V_{hmáx}$ , a partir dos valores de correntes harmônicas ( $I_h$ ) geradas por cada uma das fontes não lineares presentes da instalação. Em geral, tais valores podem ser informados pelo fabricante do equipamento, ou obtidos por meio de medições de correntes harmônicas nas unidades geradoras.

$$V_{hmáx} = \frac{I_h}{Y_{hmín}} \quad (3)$$

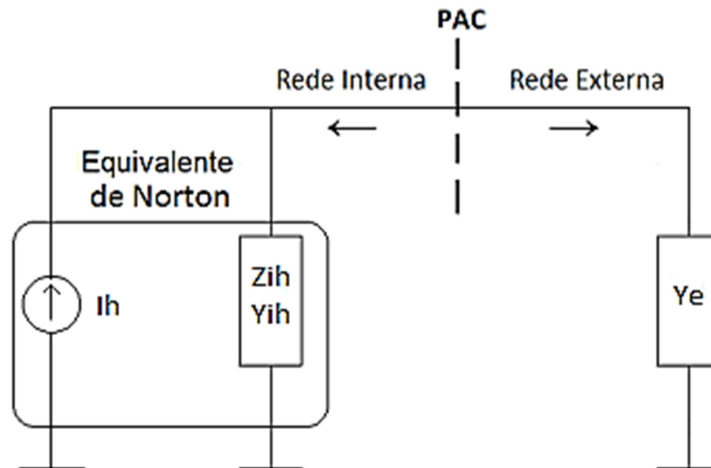
O denominador  $Y_{hmín}$  é o módulo da soma vetorial da admitância Norton equivalente da rede do Agente.

A admitância Norton equivalente da rede do Agente é definida da seguinte forma:

$$Y_{ih} = \frac{1}{Z_{ih}} \quad (4)$$

De forma geral, a metodologia representa a Rede Interna por meio de um equivalente de Norton considerando as fontes de correntes harmônicas e a admitância representativa do circuito ( $I_h$  e  $Y_{ih}$ ), e a Rede Básica por um representativo da admitância harmônica da Rede Externa ( $Y_e$ ) vista do PAC. A metodologia pode ser observada na Figura 8.

Figura 8 – Demonstração do Equivalente Norton.



Fonte: Adaptado ONS NT 009/2016.

A combinação das contribuições das correntes de Norton de cada fonte refere-se aos efeitos das correntes harmônicas geradas pelos aerogeradores.

Essas correntes geradas pelas diferentes fontes para uma mesma harmônica, terá uma corrente resultante que é obtida conforme proposto pela IEC 61000-3-6, reproduzida abaixo:

$$I_{h,total} = \left( \sum_{i=1}^m I_{h,i}^a \right)^{\frac{1}{a}} \quad (5)$$

Em que:

$m$  – número total de fontes harmônicas;

$h$  – ordem harmônica;

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

$a$  – fator de agregação conforme Tabela 3.

Tabela 3 – Fatores “ $\alpha$ ” para combinação de fontes independentes de correntes harmônicas.

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

Fonte: ONS NT 009/2016.

Essa formulação proposta pela IEC61000-3-6 considera que os valores estabelecidos para o fator de agregação associados a determinadas ordens harmônicas são estabelecidos para a pior condição, ou seja, correntes harmônicas em fase.

Também foram aplicadas correções sobre os valores das resistências das linhas de transmissão, transformadores e geradores em função da frequência de acordo com um fator de correção (FC), conforme equação abaixo:

$$FC = a * h^\alpha + b * h^\beta + c \quad (6)$$

Os parâmetros utilizados na equação são valores típicos, sugeridos pelo software de simulação, conforme indicados na Tabela 4:

Tabela 4 – Parâmetros utilizados para correção da resistência em função da frequência.

Equipamento	Alfa ( $\alpha$ )	Beta ( $\beta$ )	A	B	C
Linha de Transmissão	0,7316	0,7158	-1,243	1,549	0,6
Transformadores	1,909	1,5	0,1431	-0,08121	0,91
Máquinas	0,8802	0,8069	-0,8222	1,37	0,6

Fonte: Software HarmZ Versão 3.5.

### 3.4.1.2. Método do “Lugar Geométrico” (LG)

O método do LG representa a impedância harmônica da Rede Básica no plano complexo  $X$  versus  $R$ , ou no LG de admitância no plano complexo  $B$  versus  $G$ , mediante inversão matemática do LG de impedância entre planos complexos. O método é comumente representado por círculos, setores anulares, polígonos, áreas limitadas por retas e arcos de circunferências etc., que envolvem todos os pontos de impedância/admitância calculados para cada harmônica ou conjuntos de harmônicas vizinhas.

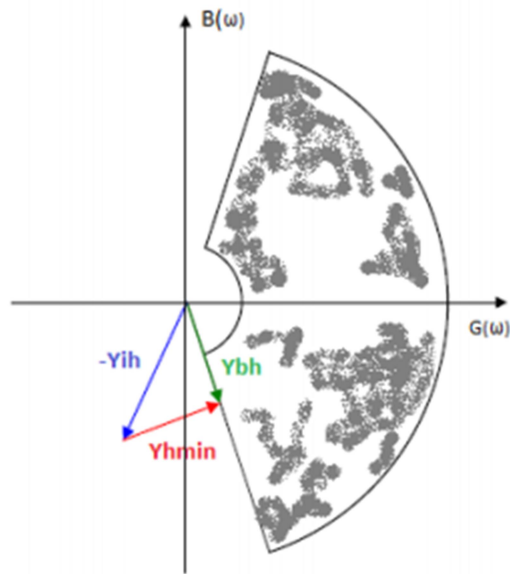
O conjunto de impedâncias/admitâncias pode ser determinado considerando diferentes cenários para a Rede Básica, presente e futuros, diferentes patamares de cargas (leve, média e pesada), bem como a operação do sistema sem ( $N$ ) ou com contingência ( $N-1$ ), irá compor os lugares geométricos no plano complexo da impedância harmônica da Rede Básica.

Para a representação do LG da Rede Básica, determina-se as impedâncias/admitâncias harmônicas vistas do PAC, para cada harmônica, desconsiderando o efeito da Rede Interna da instalação, pois tal efeito já se encontra representado no “Equivalente Norton”.

A modelagem sob forma de LG deve-se ao fato da impedância/admitância ser variável ao longo do tempo, formando nuvens de pontos no plano complexo durante a vida útil da instalação. Ao considerar somente um ou poucos pontos desta impedância/admitância, dificilmente serão encontradas as condições de ressonância mais críticas que produzem maior distorção da tensão do PAC. Também ressalta-se o fato de que o desempenho da instalação não linear deve ser adequado ao longo de todo o seu período de operação.

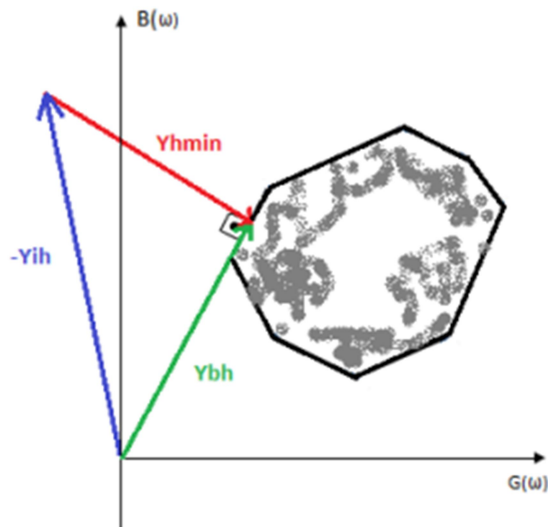
Dentre os tipos de LG utilizados para representação da Rede Básica no PAC nos estudos de desempenho harmônico, o ONS recomenda o LG do Setor Anular ou, alternativamente, o do tipo Polígono de “ $n$ ” Lados. As Figuras 9 e 10 representam exemplos de ambos os tipos de LG, respectivamente.

Figura 9 – Representação gráfica do LG do tipo Setor Anular.



Fonte: ONS NT 009/2016.

Figura 10 – Representação gráfica do LG do tipo Polígono de “n” Lados.



Fonte: ONS NT 009/2016.

Os requisitos de distorção harmônica de tensão devem ser atendidos para qualquer ponto no interior do LG para cada harmônica. Dessa forma, só interessam os pontos nos limites do LG, ou seja, os pontos do envelope.

### 3.4.1.3. Ferramentas Computacionais

Para a simulação das injeções de correntes harmônicas e análise das mesmas na Rede Básica, serão utilizadas as seguintes ferramentas computacionais do CEPEL:

- ANAREDE – Análise de Redes Elétricas:

O ANAREDE é o programa computacional mais utilizado no Brasil na área de Sistemas Elétricos de Potência. Ele é formado por um conjunto de aplicações integradas que inclui Fluxo de Potência, Equivalente de Redes, Análise de Contingências, Análise de Sensibilidade de Tensão e Fluxo de potência, e Análise de Segurança de Tensão.

O programa dispõe ainda de modelos de curvas de carga dos subsistemas (Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste, Sul) do SIN, modelo de bancos de capacitores/reatores chaveados para controle de tensão, modelos de equipamentos equivalentes e individualizados, algoritmo para verificação de conflito de controles e facilidades para estudos de recomposição do sistema (CEPEL, 2019).

- HARMZS – Comportamento Harmônico e Análise Modal de Redes Elétricas:

O programa HarmZs é uma ferramenta desenvolvida para realizar estudos de comportamento harmônico de sistemas de potência de grande porte, permitindo dois tipos de análises: convencional e modal. A análise convencional permite o cálculo de distorções harmônicas de tensão, correntes harmônicas que fluem através dos diversos equipamentos do sistema e respostas em frequência de diversas funções de transferência. A análise modal propicia a obtenção de um conjunto de informações estruturais sobre o sistema, como modos de oscilação natural (ressonâncias do sistema) bem como os equipamentos que mais participam desses modos. Estas informações podem ser efetivamente utilizadas para melhorar o desempenho harmônico de redes elétricas (CEPEL, 2019).



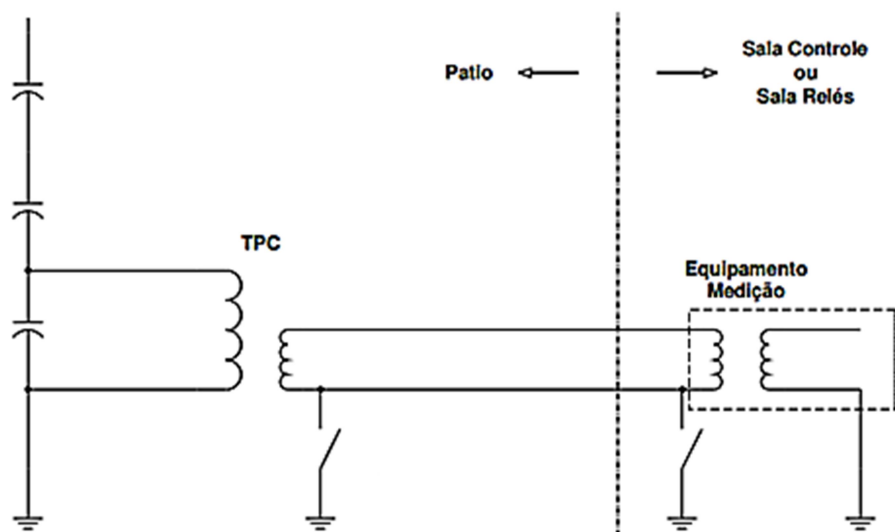
### 3.4.2. Medição de Distorções Harmônicas de Tensão

As medições de distorções harmônicas de tensão devem ser realizadas no barramento de conexão do Agente à Rede Básica. A conexão dos medidores é feita no secundário de um transdutor de tensão disponível no PAC, geralmente um TPC (Transformador de Potencial Capacitivo).

As medições de distorções harmônicas de tensão devem ser feitas até o 50º harmônico, isto implica em realizar medições do sinal de tensão até a faixa de frequência de 3 kHz. Além disso, o Submódulo 2.8 estabelece que o equipamento utilizado no processo de apuração dos indicadores deve ter desempenho compatível com os requisitos estabelecidos na norma IEC 61000-4-30, a qual destaca que o equipamento seja considerado do tipo classe A.

A Figura 11 apresenta um exemplo de conexão do equipamento de medição nos terminais secundários do transdutor de tensão.

Figura 11 – Conexão do equipamento no transdutor de tensão.



Fonte: Adaptado ONS RE 028/2005.

Algumas observações em relação à medição dos indicadores de distorção harmônica devem ser feitas:

- A apuração dos indicadores de distorção harmônica de tensão será conduzida durante sete dias consecutivos, considerando valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 minutos, totalizando 1008 registros;
- Os instrumentos devem fornecer resultados de  $DTHI_h$ ,  $2 \leq h \leq 50$ , para cada uma das três fases (A, B e C), em intervalos de 10 minutos, totalizando 49 conjuntos por fase;
- O indicador para avaliar o desempenho global quanto a harmônicos nos barramentos da Rede Básica corresponde à distorção total de tensão harmônica, que é definida conforme Equação (2) apresentada anteriormente.

O valor de cada indicador de harmônico (distorção total ou individual) é o valor máximo, dentre as amostras obtidas para um período de 7 (sete) dias consecutivos, do percentil de 95% (P95) dos valores diários de cada indicador. Dessa forma, o indicador que deve ser comparado aos padrões estabelecidos no Submódulo 2.8 é o valor máximo semanal do percentil de 95% diário desses indicadores.

### 3.4.2.1. Implementação de Filtros de Harmônicas

Concluída a entrada em operação da última central geradora eólica, é realizada a campanha de medição de corrente na saída dos aerogeradores, para o espectro harmônico de 2ª a 50ª ordem harmônica e para faixas de potência que variam de 10% em 10% em relação a potência nominal do aerogerador (10% a 100%), conforme descrito na IEC 61400-4-21. Essa campanha deve ser realizada de forma que, caso as correntes harmônicas medidas sejam maiores que correntes harmônicas fornecidas pelo fabricante, e consideradas no estudo inicial, o Agente deverá refazer o estudo de desempenho harmônico com os valores máximos das correntes medidas para cada ordem harmônica. Mesmo que algum(ns) destes limites seja(m) ultrapassado(s), o ONS permite a entrada do Agente emitindo a DAPR-T. Em uma etapa posterior será realizada uma verificação das pendências da entrada do empreendimento quanto ao início de sua operação comercial e as principais observações, como a necessidade ou não de filtros, são descritas na emissão da DAPR-P.

Se com a revisão do estudo houver for identificado a necessidade de redimensionar filtros originalmente projetados, ou mesmo instalar novos filtros, o Agente deverá monitorar os indicadores de distorção harmônica de tensão semanalmente durante 12 meses, junto ao ONS, para verificar a necessidade de implantação dos filtros. Entretanto, se as correntes harmônicas medidas forem menores que aquelas consideradas no estudo e, houve a indicação de filtros, o Agente poderá ou não reavaliar seu estudo e se for o caso, otimizar o dimensionamento dos filtros. Por outro lado, caso as correntes harmônicas medidas forem menores que as consideradas no estudo original e, não houve indicação de filtragem, o próximo passo será a campanha de medição pós-operacional para verificação dos indicadores de distorção harmônica de tensão.

## 4. ESTUDO DE CASO

Visto a importância da análise de qualidade de energia elétrica relacionada às distorções harmônicas no acesso de novas usinas geradoras, foi realizado um estudo de caso para a conexão no SIN de um Complexo de Geração Eólica com potência nominal de 136,5 MW.

O ponto de conexão é na Subestação (SE) Morro do Chapéu II no nível de tensão de 230 kV, localizada na cidade de Cafarnaum no estado da Bahia, em que além do estudo, também será objeto de análise por meio das medições pré e pós conexão desse complexo.

As simulações de distorções harmônicas serão feitas baseadas no método de “Equivalente de Norton”, e as medições com base na coleta de distorções harmônicas de tensão feitas no ponto de conexão do Complexo.

### 4.1. Complexo de Geração Eólica

O Complexo Eólico em questão é composto por 5 parques (1, 2, 3, 4 e 5) com 27,3 MW cada, sendo cada parque composto por 13 aerogeradores de 2,1 MW modelo SG 114 do fabricante Siemens-Gamesa. As principais características técnicas do aerogerador são observadas no Quadro 3.

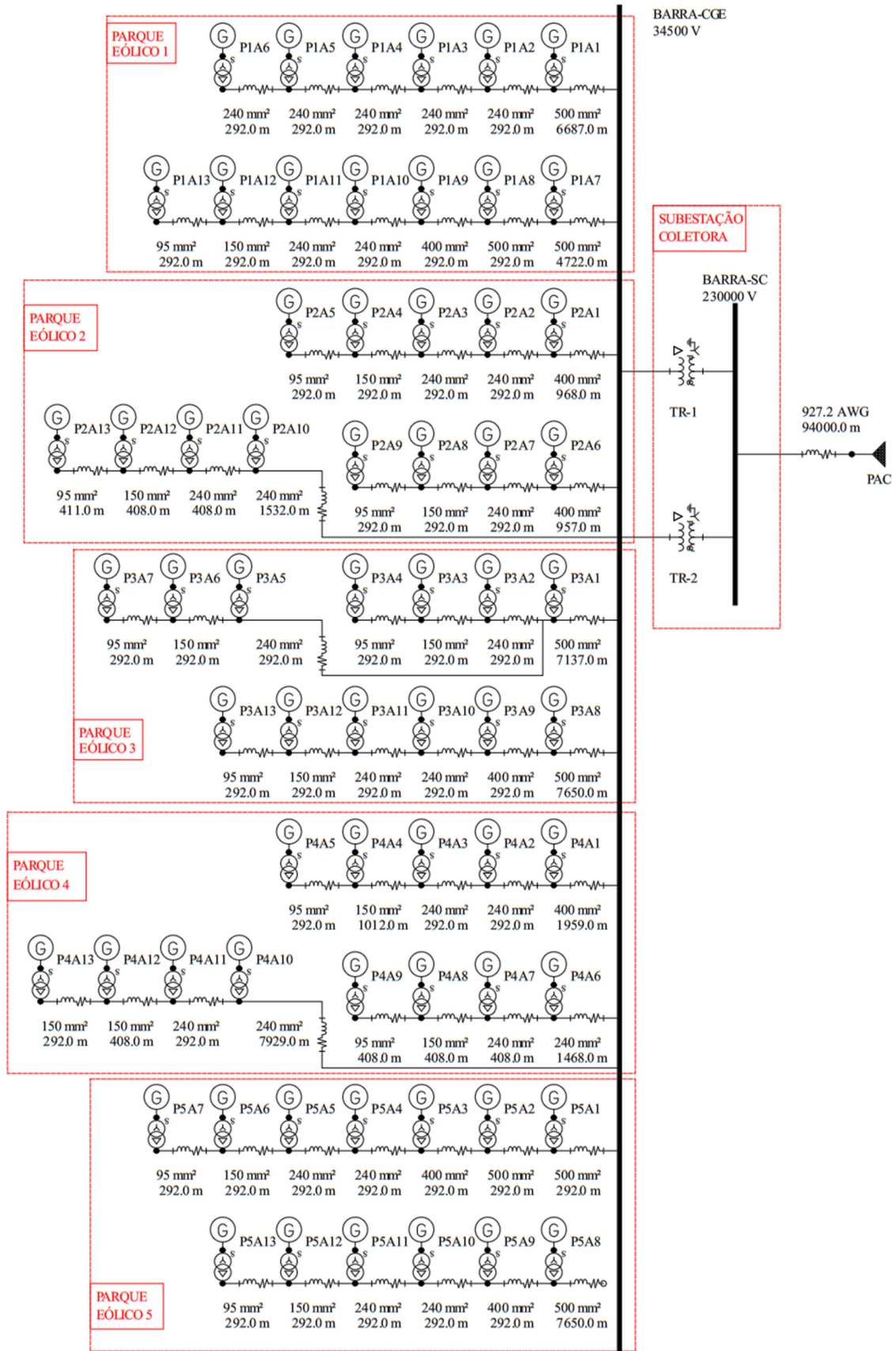
Quadro 3 – Características técnicas do aerogerador SG 114.

<b>Potência Nominal</b>	2,1 MW
<b>Mecanismo de Controle</b>	Controle Pitch
<b>Tipo</b>	Tipo 3
<b>Número de Estágios</b>	3 Estágios
<b>Topologia</b>	DFIG
<b>Tensão Nominal</b>	690 Vac
<b>Fator de Potência (range)</b>	0,95 Cap – 0,95 Ind

Fonte: Datasheet do fabricante.

Na Figura 12 é possível observar o diagrama unifilar simplificado do Complexo Eólico, apresentando todos componentes que compõem a geração.

Figura 12 – Diagrama unifilar simplificado do Complexo de Geração Eólica.



Fonte: Autor, adaptado do diagrama unifilar original.

No diagrama apresentado na Figura 12, são mostrados os 5 parques em questão com os respectivos aerogeradores e transformadores elevadores. Também são informados os cabos utilizados nas conexões da rede interna, subestação coletora (elevadora) e linha de transmissão que fará a conexão do parque com a Rede Básica.

Nas Tabelas a seguir, são informados os dados técnicos dos componentes apresentados no diagrama.

Tabela 5 – Dados de cabo 20/35 kV, instalação em trifólio.

Seção Nominal (mm <sup>2</sup> )	Rca (Ω/km)	X <sub>L</sub> (Ω/km)	X <sub>C</sub> (Ω.km)
95	0,24676	0,16200	13.639
150	0,15926	0,14998	11.808
240	0,09817	0,14071	10.096
400	0,06344	0,13049	8.417
500	0,05119	0,12643	7.762

Fonte: Tabela de cabos Fibep média tensão, pág. 12 (Ficap).

Tabela 6 – Dados dos transformadores elevadores dos aerogeradores.

Potência (MVA)	X <sub>TR</sub> (Base 2,35 MVA)	Tensão Primária (kV)	Tensão Secundária (kV)	Tipo de Ligação
2,35	10,5%	34,5	0,690	Dyn1

Fonte: Dados de placa de transformador equivalente.

Tabela 7 – Dados dos transformadores da subestação coletora.

Potência (MVA)	X <sub>TR</sub> (Base 100 MVA)	Z <sub>TR</sub> (Base 100 MVA)	Tensão Primária (kV)	Tensão Secundária (kV)	Tipo de Ligação
72 / 90	12%	13,33%	230	34,5	YNd1

Fonte: Dados de placa de transformador equivalente.

Tabela 8 – Dados da linha de transmissão entre CGE e SE Morro do Chapéu II - 230 kV.

Cabo	Seção Nominal (AWG)	Rca (Ω/km)	X <sub>L</sub> (Ω/km)	L (km)
Greeley	927,2	0,086	0,2517	94

Fonte: Tabela de fios e cabos nus de alumínio para linhas aéreas, pág. 63 (Ficap).

Conforme mencionado, os aerogeradores são modelados como fontes de correntes com os valores da máxima injeção de corrente por ordem harmônica, que podem ser fornecidas pelo fabricante do aerogerador ou obtidas por meio da medição em um dos aerogeradores instalados nos parques.

Os valores informados pelo fabricante, de máxima injeção de corrente por ordem harmônica no aerogerador, são apresentados na Tabela 9. Os valores têm por base a corrente nominal (1849,2 A) na saída do equipamento (690 V). As ordens harmônicas não representadas na Tabela 9 foram desconsideradas pelo fabricante por apresentarem valores máximos de correntes harmônicas menores que 0,1% da corrente nominal do aerogerador, conforme sugerido pela IEC-61400-4-21.

Tabela 9 – Correntes harmônicas fornecidas pelo fabricante do aerogerador SG 114 - 2,1MW  
- 2,21 MVA.

<b>Ordem h</b>	<b>Ih Máx. (%)</b>	<b>Ih Máx. (A)</b>
3	0,35	6,47
4	0,15	2,77
5	2,05	37,91
6	0,16	2,96
7	0,50	9,25
16	0,19	3,51
17	0,17	3,14
18	0,15	2,77
19	0,21	3,88
20	0,14	2,59
22	0,10	1,85
26	0,12	2,22

Fonte: Fabricante do aerogerador.

Já na Tabela 10, são apresentados os valores de correntes harmônicas obtidos por meio da medição em um dos aerogeradores dos parques. Os resultados foram agrupados em faixas de potência de 10%, na base da corrente nominal (36,98 A) e na tensão da saída do transformador elevador do aerogerador (34,5 kV). Para cada faixa de potência de 10%, as correntes harmônicas foram compiladas pelo percentil de 95%. Isso significa também que os dados não ocorrem ao mesmo tempo.

Tabela 10 – Correntes harmônicas obtidas por meio de medição no aerogerador SG 114 - 2,1MW - 2,21 MVA.

<b>Ordem h</b>	<b>Ih Máx. (%)</b>	<b>Ih Máx. (A)</b>	<b>Ordem h</b>	<b>Ih Máx. (%)</b>	<b>Ih Máx. (A)</b>
2	0,2572	0,0951	27	0,0334	0,0124
3	0,6204	0,2295	28	0,0524	0,0194
4	0,2277	0,0842	29	0,0524	0,0194
5	0,5381	0,1990	30	0,0117	0,0043
6	0,1990	0,0736	31	0,0413	0,0153
7	0,3401	0,1258	32	0,0111	0,0041
8	0,1103	0,0408	33	0,0182	0,0067
9	0,0617	0,0228	34	0,0106	0,0039
10	0,0342	0,0126	35	0,0818	0,0303
11	0,1437	0,0532	36	0,0104	0,0038
12	0,0283	0,0105	37	0,0954	0,0353
13	0,1190	0,0440	38	0,0105	0,0039
14	0,0269	0,0100	39	0,0688	0,0254
15	0,0466	0,0172	40	0,0098	0,0036
16	0,1284	0,0475	41	0,0676	0,0250
17	0,1195	0,0442	42	0,0090	0,0033
18	0,1379	0,0510	43	0,0395	0,0146
19	0,1793	0,0663	44	0,0087	0,0032
20	0,1814	0,0671	45	0,0092	0,0034
21	0,1902	0,0704	46	0,0083	0,0031
22	0,1746	0,0646	47	0,0093	0,0034
23	0,1573	0,0582	48	0,0080	0,0030
24	0,1282	0,0474	49	0,0079	0,0029
25	0,1047	0,0387	50	0,0080	0,0030
26	0,1541	0,0570	-	-	-

Fonte: Autor (Medição no Aerogerador).

Visto que o fabricante não informou os valores de correntes harmônicas menores que 0,1%, serão utilizados na modelagem das fontes harmônicas os valores obtidos através das medições, por apresentarem o espectro completo de 2ª a 50ª ordem harmônica, assim tornando possível uma análise mais fidedigna das tensões harmônicas no PAC.

Na Figura 13 é apresentada a coleta de correntes harmônica informadas na Tabela 10.



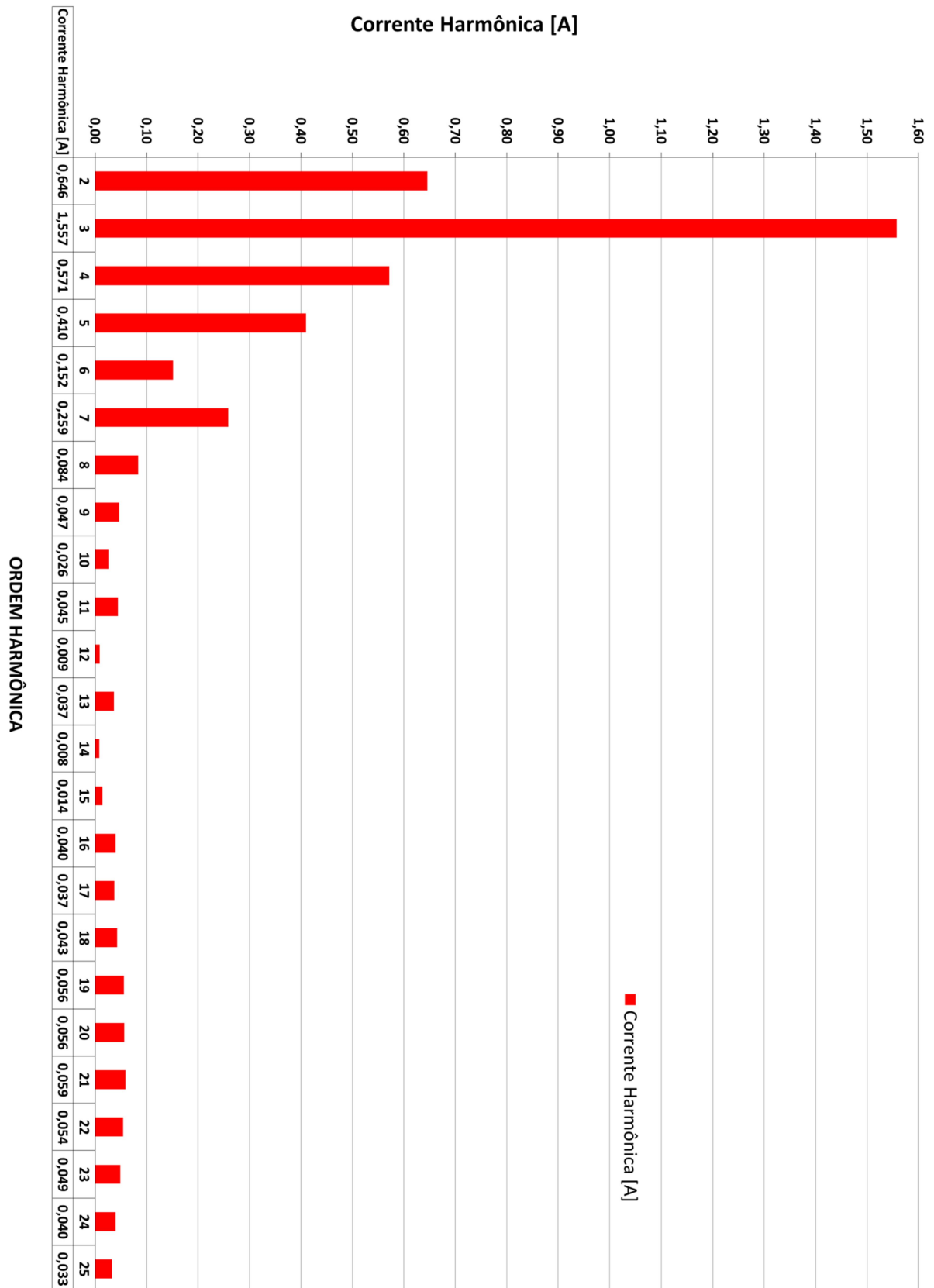
Figura 13 – Coleta de correntes harmônicas em um dos aerogeradores dos Parques Eólicos.



Fonte: Autor (Medição no Aerogerador).

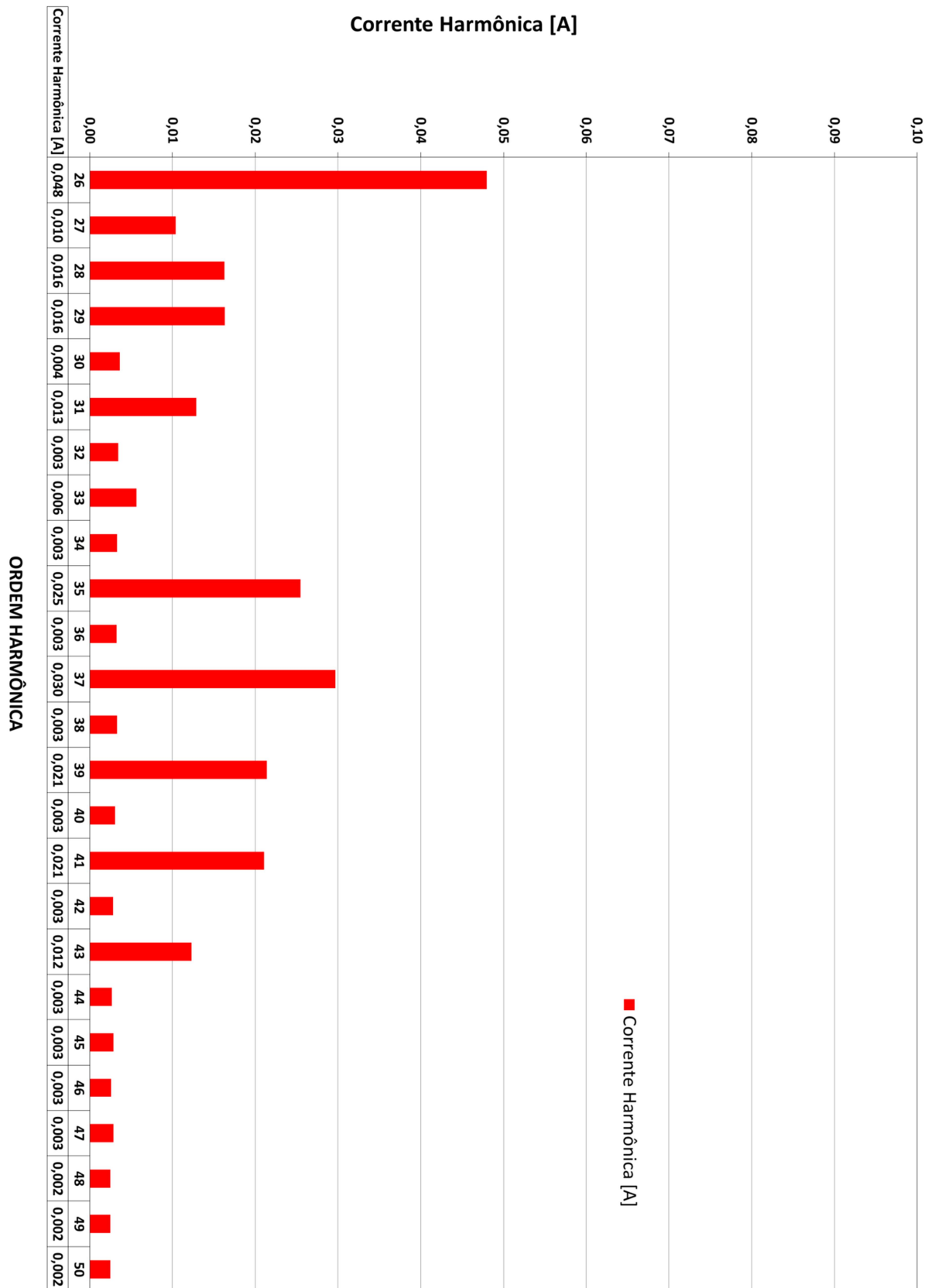
A partir das correntes informadas na Tabela 10, e por meio da equação (5), foram obtidas as injeções de corrente harmônica no PAC referente ao conjunto total de turbinas do CGE. Essas correntes são as utilizadas no cálculo da distorção harmônica de tensão. Os respectivos valores são apresentados nas Figuras 14 e 15, na base 100 MVA e 230 kV.

Figura 14 – Espectro de correntes harmônicas injetadas no PAC referente ao número total de aerogeradores do CGE - 2ª até 25ª ordem.



Fonte: Autor.

Figura 15 – Espectro de correntes harmônicas injetadas no PAC referente ao número total de aerogeradores do CGE - 26ª até 50ª ordem.

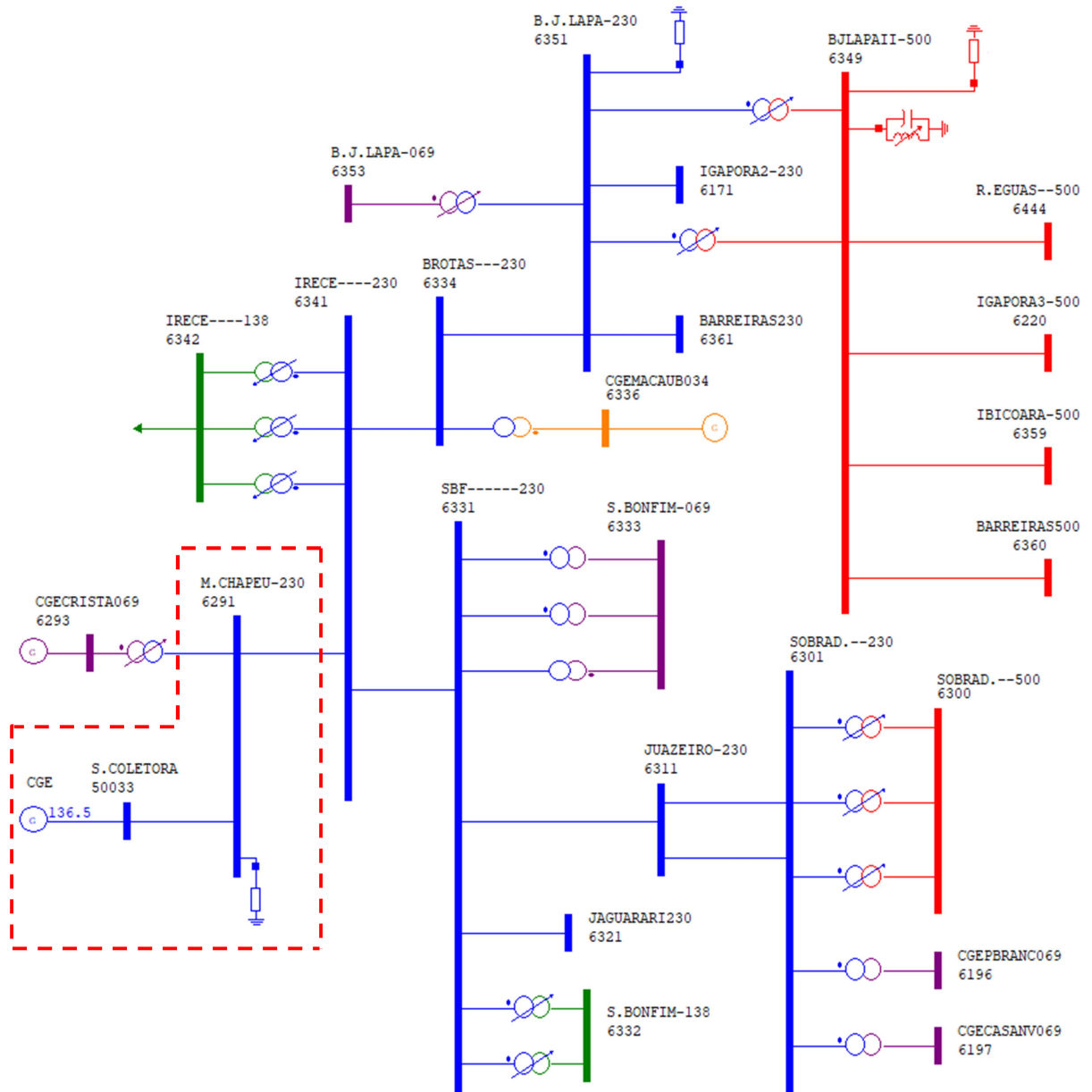


Fonte: Autor.

## 4.2. Rede Básica

Como já mencionado, o ponto de conexão do CGE em análise será a SE Morro do Chapéu II em 230 kV, conforme indicado no subsistema da Figura 16.

Figura 16 – Diagrama unifilar simplificado com o ponto de conexão na Rede Básica.



Fonte: Autor.

Nesse sistema elétrico são apresentadas subestações, linhas de transmissão, outras gerações já existentes, bancos de capacitores e compensadores estáticos. Os níveis de tensão presentes nesse sistema são 34,5 kV, 69 kV, 138 kV, 230 kV e 500 kV, e representados pelas cores laranja, roxa, verde, azul e vermelha, respectivamente.

O ponto de conexão encontra-se na Barra 6291, na SE Morro do Chapéu II, conforme destacado no diagrama.

#### 4.3. Simulação de Distorções Harmônicas de Tensão

Para realizar a simulação das injeções de correntes harmônicas e a análise de distorções harmônicas de tensão, foi utilizado o arquivo base do SIN no ciclo de operação de 2018 a 2020. Foi considerado o sistema operando nos patamares de carga leve, média e pesada, em condição da rede completa correspondendo ao caso base (N), e sob operação em contingência (N-1). Para o caso em contingência, foi considerado o desligamento da linha de transmissão que conecta a SE Irecê 230 kV (6341) à SE Senhor do Bonfim 230 kV (6331), com aproximadamente 22 km de extensão, e o desligamento da linha de transmissão que conecta a SE Irecê 230 kV (6341) à SE Brotas de Macaúbas 230 kV (6334), de aproximadamente 27 km de extensão. Os casos informados são descritos conforme abaixo.

Quadro 4 – Casos simulados de injeção de correntes harmônicas no PAC.

<b>Caso</b>	<b>Patamar de Carga</b>	<b>Condição de Operação</b>
<b>01</b>	Leve	Caso Base (N)
<b>02</b>	Leve	Contingência na LT 230 kV IRECÊ – SBF (N-1)
<b>03</b>	Leve	Contingência na LT 230 kV IRECÊ – BROTAS (N-1)
<b>04</b>	Média	Caso Base (N)
<b>05</b>	Média	Contingência na LT 230 kV IRECÊ – SBF (N-1)
<b>06</b>	Média	Contingência na LT 230 kV IRECÊ – BROTAS (N-1)
<b>07</b>	Pesada	Caso Base (N)
<b>08</b>	Pesada	Contingência na LT 230 kV IRECÊ – SBF (N-1)
<b>09</b>	Pesada	Contingência na LT 230 kV IRECÊ – BROTAS (N-1)

Fonte: Autor.

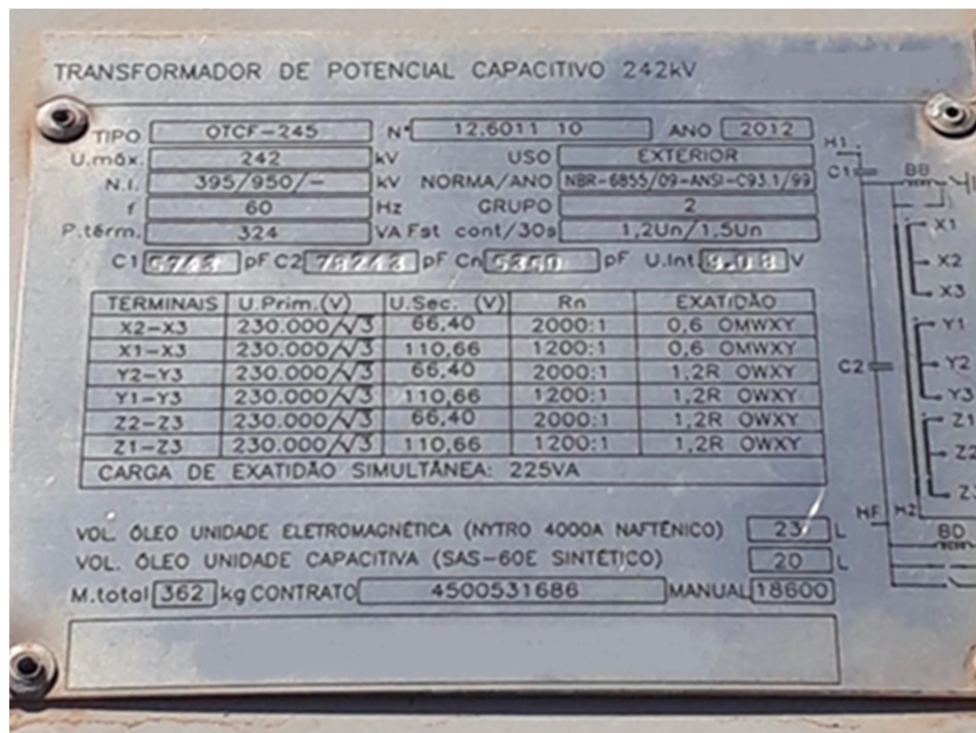
Para que o CGE seja aprovado no estudo harmônico, é necessário que tanto DTHT quanto as ordens harmônicas respeitem os limites individuais, conforme Tabela 1.

#### 4.4. Medição de Distorções Harmônicas de Tensão

As medições de distorções harmônicas de tensão foram realizados no TPC de 230 kV da SE Morro do Chapéu II.

A Figura 17 apresenta a placa com as características técnica do equipamento em que foi instalado o medidor.

Figura 17 – Placa com características técnicas do TPC da SE Morro do Chapéu II.



Fonte: Autor.

As medições pré-operacional e pós-operacional foram executadas em momentos distintos e condições de operação conforme disponibilidade do sistema. Mas ambas etapas foram executadas no mesmo ponto: nos terminais secundários do TPC ligados ao relé de proteção no painel de proteção da SE Morro do Chapéu II.

A Figura 18 apresenta o painel em que foi conectado o medidor em ambas etapas de medição de distorções harmônicas de tensão.

Figura 18 – Painel de proteção em que foi instalado o equipamento de medição.



Fonte: Autor.

## 5. RESULTADOS

Com base no Estudo de Caso mencionado, serão apresentados os resultados das distorções de tensão harmônica para cada um dos casos simulados, e para os casos pré e pós conexão obtidos por meio de medições no CGE. Os resultados das simulações e medições serão comparados com os limites do ONS, conforme Tabela 1 e Tabela 2, respectivamente.

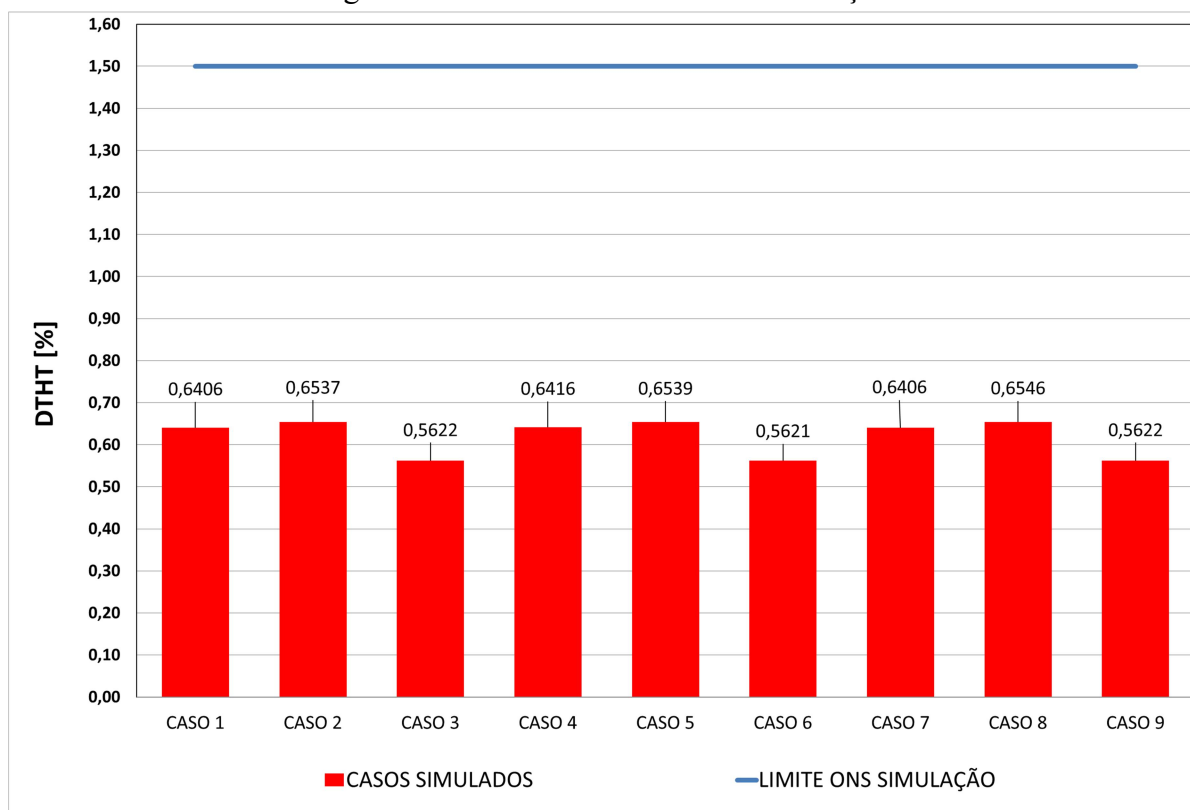
Para complementar a apuração dos resultados, será apresentada uma análise dos valores obtidos por meio da simulação e da medição.

### 5.1. Resultados das Simulações

Os resultados detalhado com o espectro de DTHT e  $DTHI_h$  de 2ª a 50ª ordem harmônica para os Casos simulados, conforme Quadro 4, podem ser observados nos Apêndices B ao J.

Na Figura 19 é apresentado o comportamento da DTHT no ponto de conexão da CGE, para cada um dos casos simulados.

Figura 19 – Análise da DTHT das simulações.



Fonte: Autor.



Analisando os casos simulados, é possível verificar que os valores de DTHT dos mesmos não ultrapassaram os seus respectivos limites estipulados pelo ONS. Também é possível observar nos casos simulados que, comparando cada grupo de simulações de acordo com o patamar de carga, Leve (Caso 1, Caso 2 e Caso 3), Média (Caso 4, Caso 5 e Caso 6), e Pesada (Caso 7, Caso 8 e Caso 9), foram obtidos resultados bem próximos. A variação mais significativa ocorre conforme a alteração nas condições de operação, com ou sem contingência.

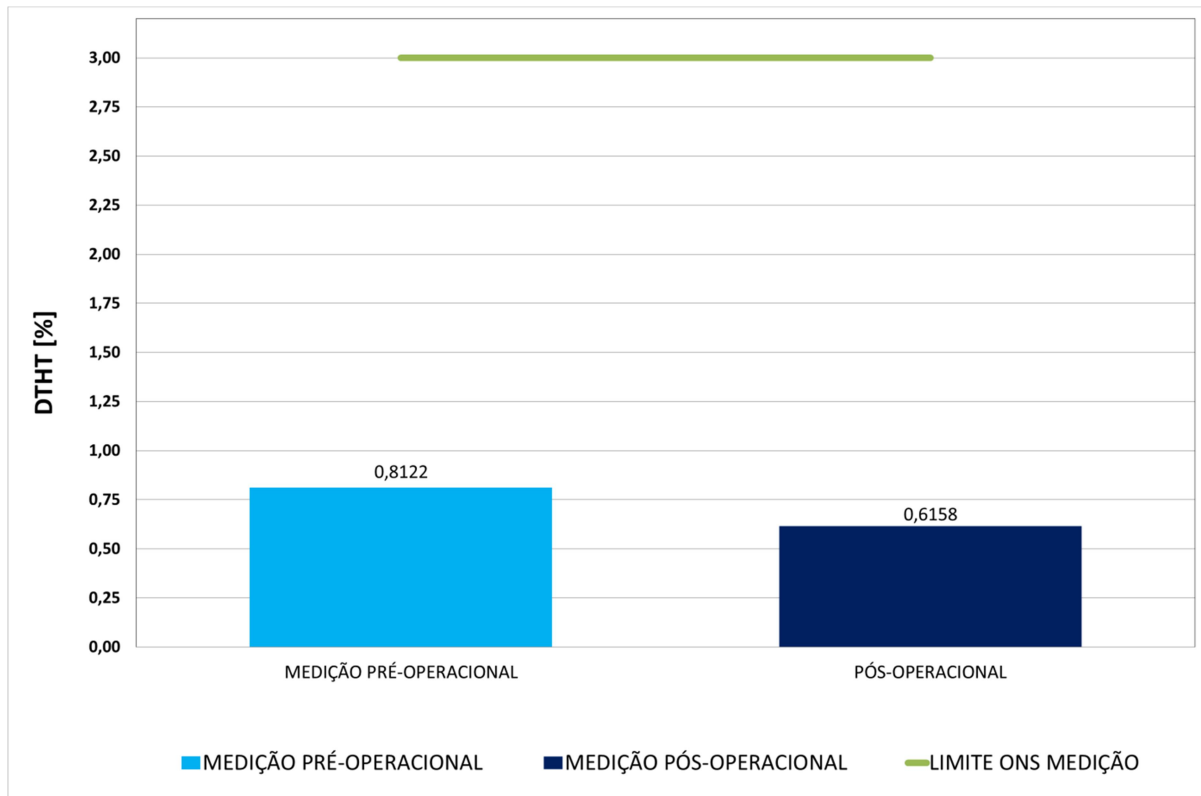
## **5.2. Resultados das Medições**

Para cada medição, pré-operacional e pós-operacional, foram obtidos os resultados das harmônicas de tensão (DTHT e  $DTHI_h$ ) nas fases A, B e C no PAC em 230 kV. Os dados registrados são diários em amostras de 10 minutos, durante 7 (sete) dias consecutivos.

Os valores máximos do percentil de 95% dos valores obtidos no período de 7 (sete) dias, considerando as 3 (três) fases, são observados nos Apêndices K ao N.

O comportamento da DTHT no ponto de conexão da CGE, para as medições pré e pós-operacional, é observado na Figura 20.

Figura 20 – Análise da DTHT das medições.



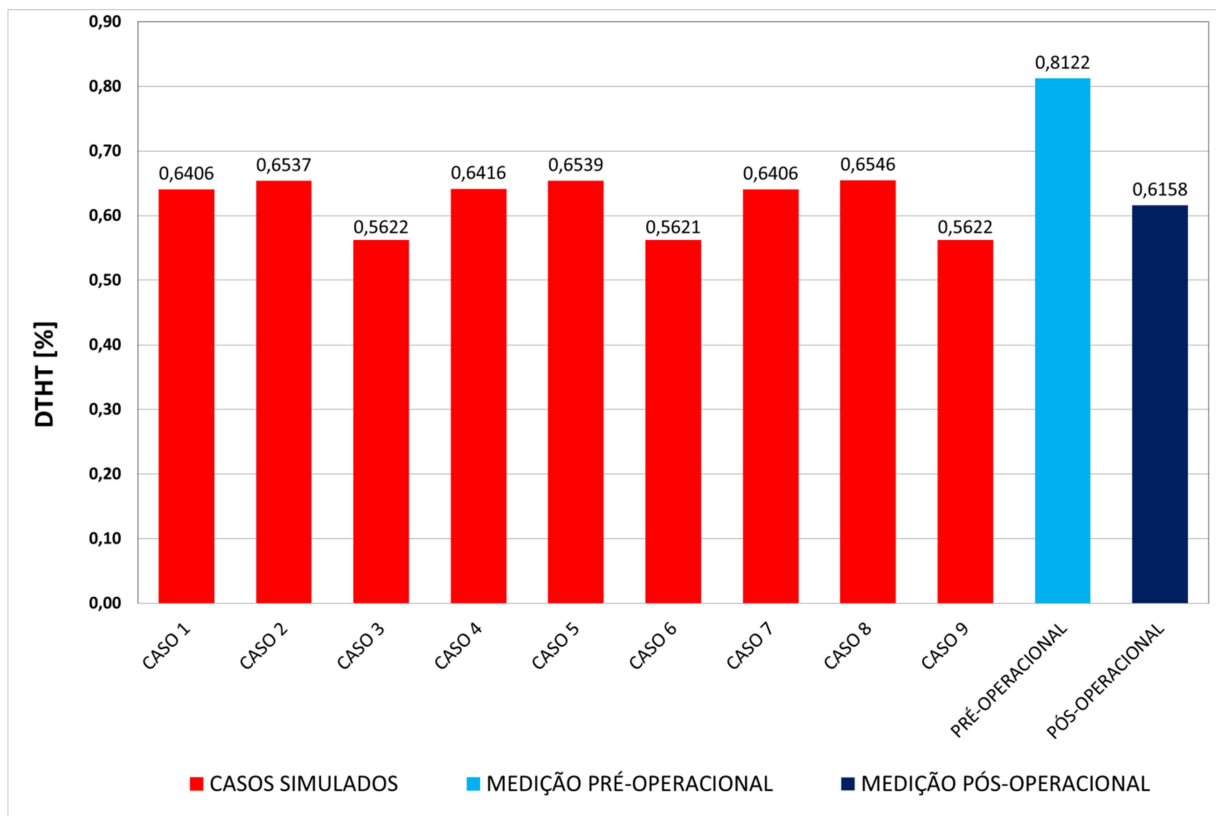
Fonte: Autor.

Para os casos medidos, observamos que ambos as etapas da campanha de medição estiveram abaixo dos seus respectivos limites estipulados pelo ONS. Uma observação a se fazer, é que o caso pré-operacional obteve DTHT maior que o caso pós-operacional. Visto que as medições ocorreram em momentos diferentes, as condições de carga e de operação do sistema também podem ter sido diferentes. Outro ponto a se levar em consideração, é o fato de que a injeção de correntes harmônicas pelas aerogeradores não devem estar em fase, causando a atenuação da medição pós-operacional em relação a medição pré-operacional.

### 5.3. Análise Comparativa: Simulação x Medição

Fazendo o comparativo da DTHT no ponto de conexão da CGE, entre os casos simulados e as medições pré e pós-operacional, tem-se o seguinte comportamento apresentado na Figura 21.

Figura 21 – Análise comparativa da DTHT das simulações e medições.



Fonte: Autor.

Levando em consideração que as simulações foram executadas com a máxima injeção de correntes harmônicas pelo aerogeradores, ou seja, considerando o ângulo das mesmas em fase, foram obtidos valores próximos da medição pós-operacional, que também possui a influência do parque no resultado da DTHT.

## 6. CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo a avaliação da distorção harmônica de um Complexo de Geração Eólica conectado na Subestação Morro do Chapéu II em 230 kV, localizada na cidade de Cafarnaum no estado da Bahia, através de simulações e campanha de medição. Ambos os procedimentos de análise têm caráter complementar, pois cada um se refere a uma etapa diferente no processo de conexão da geração na Rede Básica.

As simulações tiveram como método para a análise do sistema um equivalente de Norton, em que a geração eólica foi modelada como fonte de correntes harmônicas em fase, utilizando dados medidos no aerogerador. As contribuições de correntes harmônicas geradas por cada um dos aerogeradores foram combinadas de modo a analisar o CGE como uma única fonte harmônica conectada no ponto de acoplamento na Rede Básica. Além disso, foram aplicadas correções sobre os valores das resistências das linhas de transmissão, transformadores e geradores em função da frequência, visando resultados mais precisos.

A campanha de medição de distorções harmônicas foi feita em dois momentos distintos: antes da conexão da geração eólica, e após a conexão da mesma. Os resultados obtidos pelas medições permitiram verificar o desempenho e o efeito da instalação no PAC. Visto que as medições ocorrem em um período de 7 dias corridos, o sistema pode operar em diversas condições durante a coleta das informações.

Através dessas abordagens, os resultados obtidos para DTHT no PAC conforme descritos no Capítulo 5, tanto para simulação quanto para medição, estiveram bem abaixo dos seus respectivos limites conforme ONS, sendo o valor máximo para simulação de 0,6546% verificado no Caso 8, em que o sistema operava em carga pesada com a contingência da LT 230 kV Irecê – Senhor do Bonfim, e o valor máximo entre os casos da campanha de medição foi de 0,8122%, verificado na etapa pré-operacional, sem a influência da CGE.

Assim, através de análises notou-se a proximidade dos resultados obtidos nos métodos e abordagens utilizadas para quantificar as distorções harmônicas na conexão de uma usina de geração eólica na Rede Básica.

## 6.1. Trabalhos Futuros

No âmbito de simulações, uma sugestão para trabalhos futuros seria o estudo do desempenho harmônico baseado no método do “lugar geométrico” (LG) da impedância harmônica da Rede Básica no plano complexo  $X$  versus  $R$ , ou da admitância complexa no plano  $B$  versus  $G$ . Os tipos de LG utilizados para representação da Rede Básica nos pontos de acoplamento comum, conforme recomendação do ONS, são o do Setor Anular ou o do tipo Polígono de “ $n$ ” Lados.

Outra sugestão, agora voltada à campanha de medição de distorções harmônicas, é a determinação da resposta em frequência dos transdutores de tensão. A característica da resposta em frequência de transdutores, como o TPC, permite qualificar e quantificar o sistema de medição no domínio da frequência, para faixa de frequência utilizada nas medições pré e pós-operacionais. Por meio de técnicas, conforme recomendações do ONS, é possível linearizar a forma de onda de tensão gerada pelos transdutores, obtendo valores de distorção harmônica de tensão mais precisos através da aplicação de fatores de correção obtidos pela resposta não-linear em relação a resposta linearizada do equipamento no domínio da frequência.

## REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. England: John Wiley and Sons, 2005.
- AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL – ABDI. **Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil**. Brasil, 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Acompanhamento Diferenciado da Expansão da Transmissão**. Relatório Ed. Junho/2019. Brasília, 2019.
- AMARANTE, O. A. C. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília, 2001.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA – ABEEÓLICA. **Infovento nº 11 - Atualizado em 16/05/19**. São Paulo, 2019.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. 1ª Edição. CEPEL. Rio de Janeiro, Agosto, 2017.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL. **Manual de utilização do Programa HarmZs versão 1.9 (Novembro, 2009)**. Disponível em: <http://docplayer.com.br/14093776-Manual-de-utilizacao-do-programa-harmzs-versao-1-9-cepel-centro-de-pesquisas-de-energia-eletrica.html>. Acesso em: Outubro. 2019.
- DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. 2 ed. Editora McGraw-Hill, 2004.
- DUTRA, R. **Energia Eólica: Princípios e Tecnologias**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB, 2008.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Matriz Energética e Elétrica**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: Agosto, 2019
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Nota Técnica PR 04/18: Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. EPE. Rio de Janeiro, Setembro, 2018.
- FIGUEIREDO, A. A. C. **Análise de Modelos para Cargas Não-lineares no Estudo Trifásico de Penetração Harmônica**. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, São Paulo, 2006.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL – GWEC. Disponível em: <<https://gwec.net/https://wwindea.org/information-2/>>. Acesso em: Agosto, 2019.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL – GWEC. **Analysis of the regulatory framework in Brazil 2011**. Disponível em: < <https://gwec.net/publications/country-reports/analysis-regulatory-framework-brazil/https://wwindea.org/information-2/>>. Acesso em: Agosto, 2019.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 519-1992: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**. New York, 1993.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC/TR 61000-3-6: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 38: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems**. Genebra, 2008.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC/TR 61000-4-7: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto**. Genebra, 2009.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61400-4-21: Wind Turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines**. Genebra, 2008.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-4-30: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement**. Genebra, 2016.

MACHADO, L. F. M. **Aspectos Harmônicos na Geração Eólica**. 2017. 100 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

MOURA, A. P; MOURA, A. A. F; ROCHA, E. P. **Engenharia de Sistemas de Potência: Geração Hidroelétrica e Eólicoelétrica**. Edições UFC. Fortaleza, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **NT 009/2016: Instruções para a Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras – Rev. 02**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONSNT0009-2016\\_Rev2-InstrEstudos-Medicao\\_QEE\\_Acesso\\_RB.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONSNT0009-2016_Rev2-InstrEstudos-Medicao_QEE_Acesso_RB.pdf)>. Acesso em: Setembro, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Procedimentos de Rede: Submódulo 2.8: Gerenciamento dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 2016.12. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: Setembro, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Procedimentos de Rede: Submódulo 23.3: Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos**. Rio de Janeiro, 2018.08. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: Setembro, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Procedimentos de Rede: Submódulo 24.2: Integração de uma Instalação de Geração ao Sistema Elétrico**. Rio de Janeiro, 2019.08. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: Setembro, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **RE 028/2005: Definição das Metodologias e Procedimentos Necessários às Campanhas de Medição dos Indicadores de Desempenho – Rev. 04**. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONSRE028-2005-RelatorioCampanhas\\_Rev4.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONSRE028-2005-RelatorioCampanhas_Rev4.pdf)>. Acesso em: Setembro, 2019.

PAVINATTO, E. F. **Ferramenta para Auxílio à Análise de Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica**. 2005. 174 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

RODRIGUES, P. R. **Energias Renováveis: Energia Eólica**. Edição - Livro Digital. Copyright© JELARE, 2011.

SCHWANZ, D. **Análise de Distorção Harmônica de um Parque Eólico Através da sua Modelagem no Domínio do Tempo e da Frequência**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

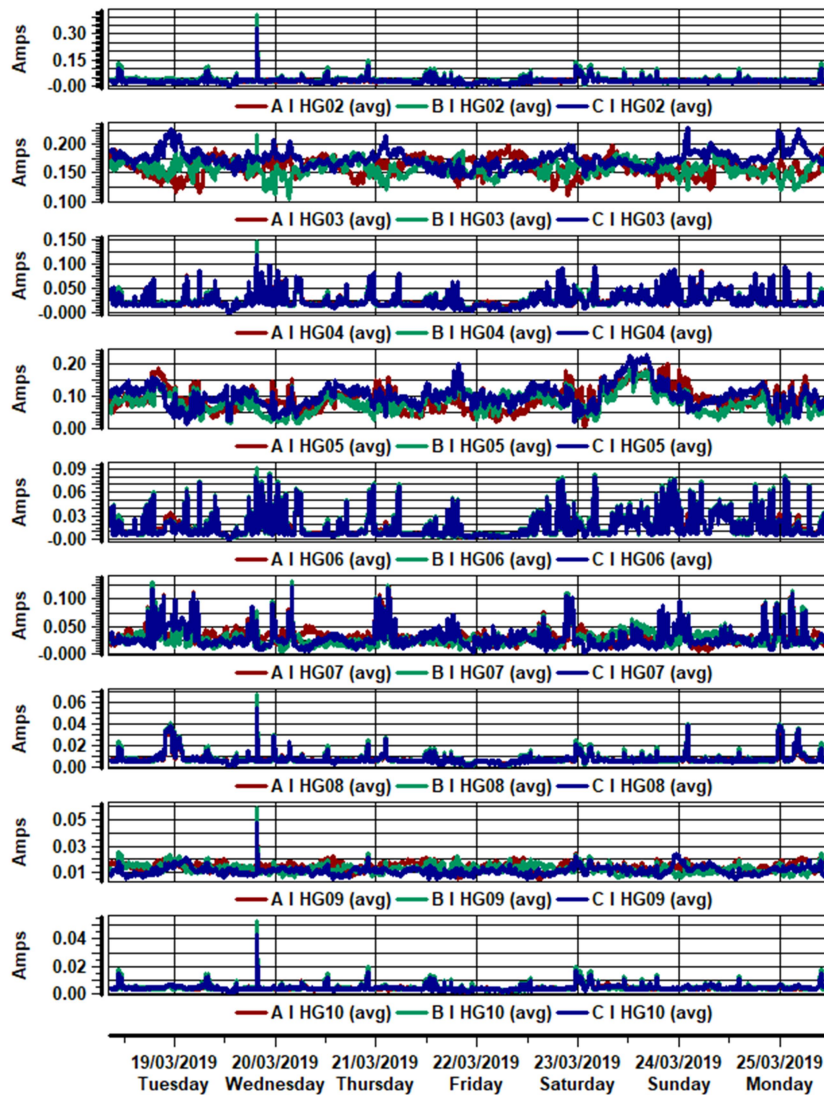
TOLMASQUIM, M. T. (Coordenador). **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Copyright© 2016. Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION – WWEA. Disponível em: <<https://wwindea.org/information-2/>>. Acesso em: Agosto, 2019.



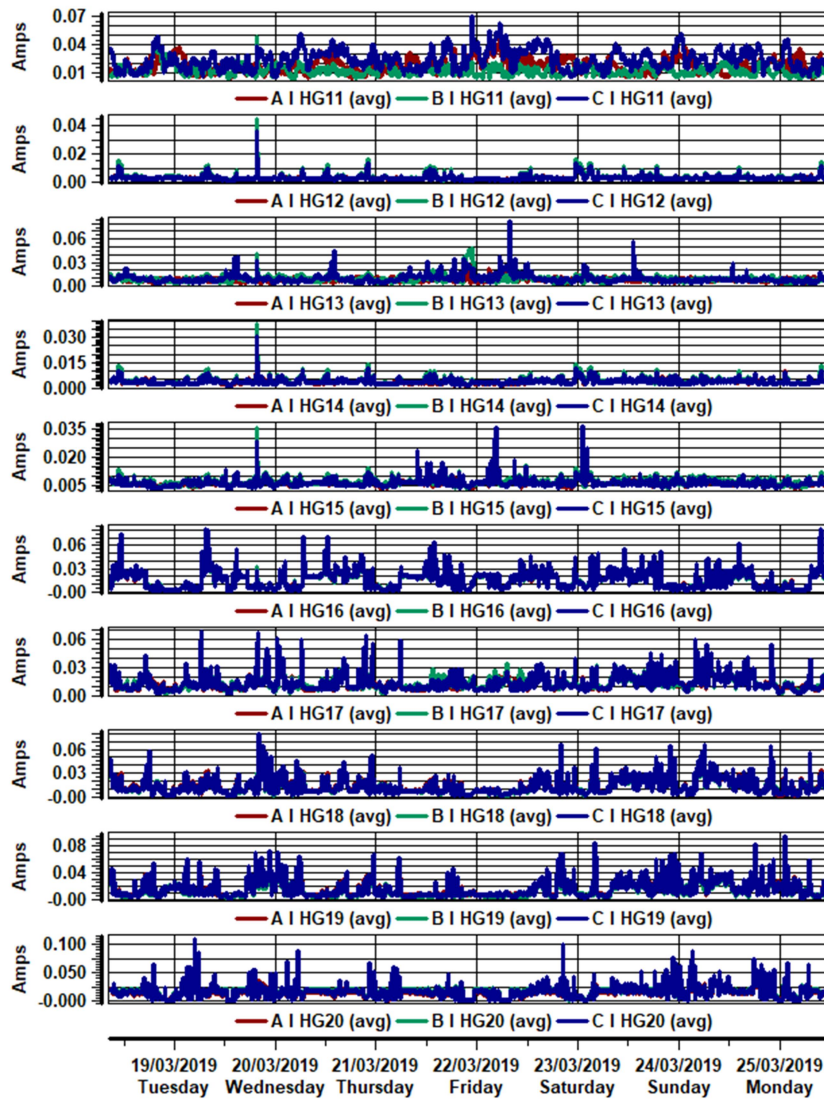
## APÊNDICE A: Medição no Aerogerador – Formas de Onda

- Período de Medição: 18/03/2019 – 25/03/2019
- DTHI da 2ª ordem até a 10ª ordem



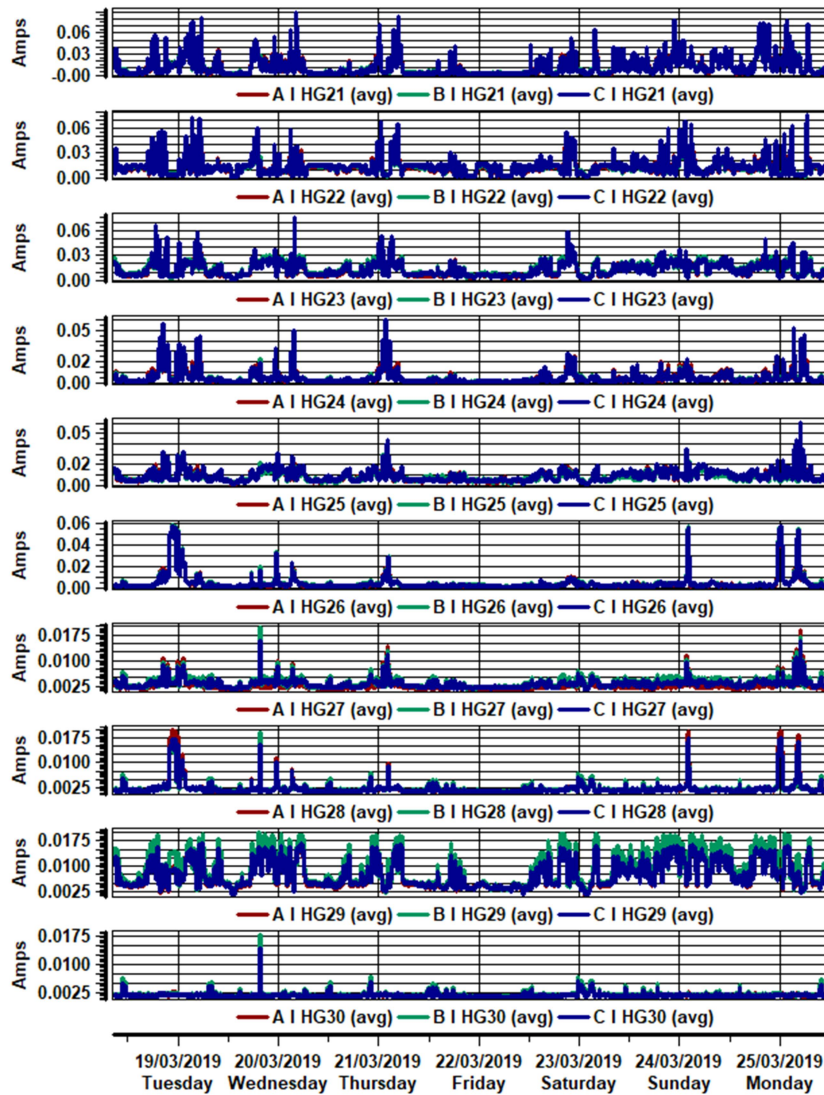
	Max	95%
AI HG02 AVG	0.3940	0.06944
BI HG02 AVG	0.4149	0.07927
CI HG02 AVG	0.3345	0.06328
AI HG03 AVG	0.2048	0.1850
BI HG03 AVG	0.2168	0.1792
CI HG03 AVG	0.2298	0.2050
AI HG04 AVG	0.1394	0.06680
BI HG04 AVG	0.1470	0.06572
CI HG04 AVG	0.1186	0.06671
AI HG05 AVG	0.1985	0.1607
BI HG05 AVG	0.1819	0.1379
CI HG05 AVG	0.2296	0.1658
AI HG06 AVG	0.08739	0.05706
BI HG06 AVG	0.09208	0.05831
CI HG06 AVG	0.08114	0.05599
AI HG07 AVG	0.1287	0.07678
BI HG07 AVG	0.1335	0.07696
CI HG07 AVG	0.1240	0.07535
AI HG08 AVG	0.06427	0.01857
BI HG08 AVG	0.06762	0.02051
CI HG08 AVG	0.05457	0.01804
AI HG09 AVG	0.05677	0.01978
BI HG09 AVG	0.05971	0.01902
CI HG09 AVG	0.04822	0.01752
AI HG10 AVG	0.05082	0.009257
BI HG10 AVG	0.05353	0.01004
CI HG10 AVG	0.04316	0.008405

- Período de Medição: 18/03/2019 – 25/03/2019
- DTHI da 11ª ordem até a 20ª ordem



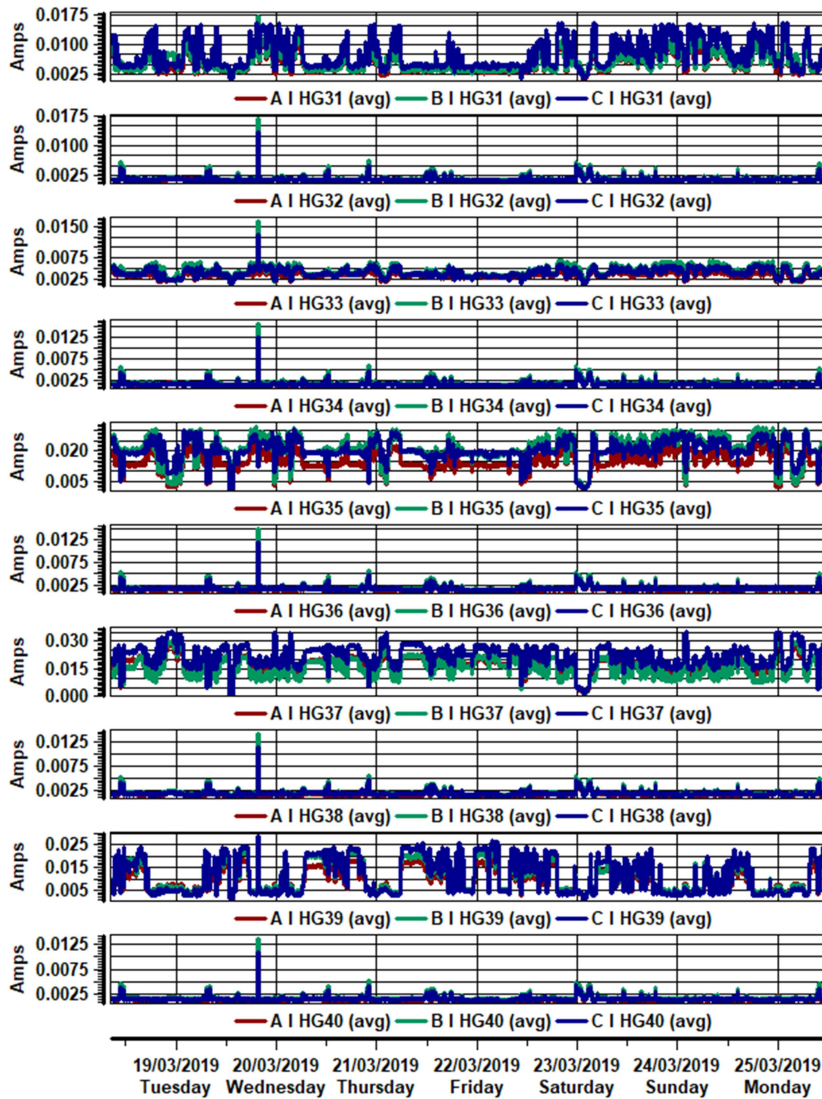
	Max	95%
AI HG11 AVG	0.05222	0.03272
BI HG11 AVG	0.04851	0.02121
CI HG11 AVG	0.06982	0.04350
AI HG12 AVG	0.04215	0.007727
BI HG12 AVG	0.04443	0.008479
CI HG12 AVG	0.03584	0.007090
AI HG13 AVG	0.06895	0.01500
BI HG13 AVG	0.04909	0.01517
CI HG13 AVG	0.08243	0.02163
AI HG14 AVG	0.03612	0.007819
BI HG14 AVG	0.03804	0.008171
CI HG14 AVG	0.03066	0.007320
AI HG15 AVG	0.03482	0.01045
BI HG15 AVG	0.03544	0.01102
CI HG15 AVG	0.03602	0.01015
AI HG16 AVG	0.07942	0.03798
BI HG16 AVG	0.07952	0.03763
CI HG16 AVG	0.08125	0.03887
AI HG17 AVG	0.06609	0.03195
BI HG17 AVG	0.06630	0.03263
CI HG17 AVG	0.06798	0.03233
AI HG18 AVG	0.07679	0.03482
BI HG18 AVG	0.07748	0.03472
CI HG18 AVG	0.07961	0.03562
AI HG19 AVG	0.08990	0.04507
BI HG19 AVG	0.09059	0.04517
CI HG19 AVG	0.09364	0.04679
AI HG20 AVG	0.1036	0.04519
BI HG20 AVG	0.1062	0.04580
CI HG20 AVG	0.1094	0.04695

- Período de Medição: 18/03/2019 – 25/03/2019
- DTHI da 21ª ordem até a 30ª ordem



	Max	95%
AI HG21 AVG	0.08392	0.04285
BI HG21 AVG	0.08664	0.04372
CI HG21 AVG	0.08876	0.04491
AI HG22 AVG	0.07232	0.03838
BI HG22 AVG	0.07458	0.03900
CI HG22 AVG	0.07625	0.03995
AI HG23 AVG	0.07181	0.02990
BI HG23 AVG	0.07386	0.03149
CI HG23 AVG	0.07530	0.03105
AI HG24 AVG	0.05767	0.01969
BI HG24 AVG	0.05924	0.01854
CI HG24 AVG	0.05959	0.01872
AI HG25 AVG	0.05894	0.01764
BI HG25 AVG	0.06049	0.01628
CI HG25 AVG	0.06057	0.01955
AI HG26 AVG	0.05700	0.01604
BI HG26 AVG	0.05833	0.01547
CI HG26 AVG	0.05786	0.01465
AI HG27 AVG	0.01898	0.005550
BI HG27 AVG	0.01964	0.005950
CI HG27 AVG	0.01587	0.004998
AI HG28 AVG	0.01972	0.005625
BI HG28 AVG	0.01895	0.005982
CI HG28 AVG	0.01731	0.005090
AI HG29 AVG	0.01749	0.01615
BI HG29 AVG	0.01991	0.01845
CI HG29 AVG	0.01678	0.01521
AI HG30 AVG	0.01680	0.003138
BI HG30 AVG	0.01769	0.003492
CI HG30 AVG	0.01427	0.002888

- Período de Medição: 18/03/2019 – 25/03/2019
- DTHI da 31ª ordem até a 40ª ordem



	Max	95%
AI HG31 AVG	0.01628	0.01011
BI HG31 AVG	0.01714	0.01099
CI HG31 AVG	0.01551	0.01449
AI HG32 AVG	0.01576	0.002977
BI HG32 AVG	0.01661	0.003322
CI HG32 AVG	0.01339	0.002767
AI HG33 AVG	0.01529	0.004430
BI HG33 AVG	0.01614	0.006402
CI HG33 AVG	0.01302	0.005695
AI HG34 AVG	0.01484	0.002871
BI HG34 AVG	0.01566	0.003238
CI HG34 AVG	0.01264	0.002684
AI HG35 AVG	0.02356	0.02219
BI HG35 AVG	0.03186	0.02989
CI HG35 AVG	0.03062	0.02833
AI HG36 AVG	0.01407	0.002811
BI HG36 AVG	0.01484	0.003144
CI HG36 AVG	0.01197	0.002755
AI HG37 AVG	0.02844	0.02495
BI HG37 AVG	0.03060	0.02761
CI HG37 AVG	0.03528	0.03217
AI HG38 AVG	0.01335	0.002787
BI HG38 AVG	0.01406	0.003094
CI HG38 AVG	0.01141	0.002738
AI HG39 AVG	0.02404	0.01789
BI HG39 AVG	0.02393	0.02140
CI HG39 AVG	0.02851	0.02365
AI HG40 AVG	0.01271	0.002628
BI HG40 AVG	0.01341	0.002941
CI HG40 AVG	0.01085	0.002576

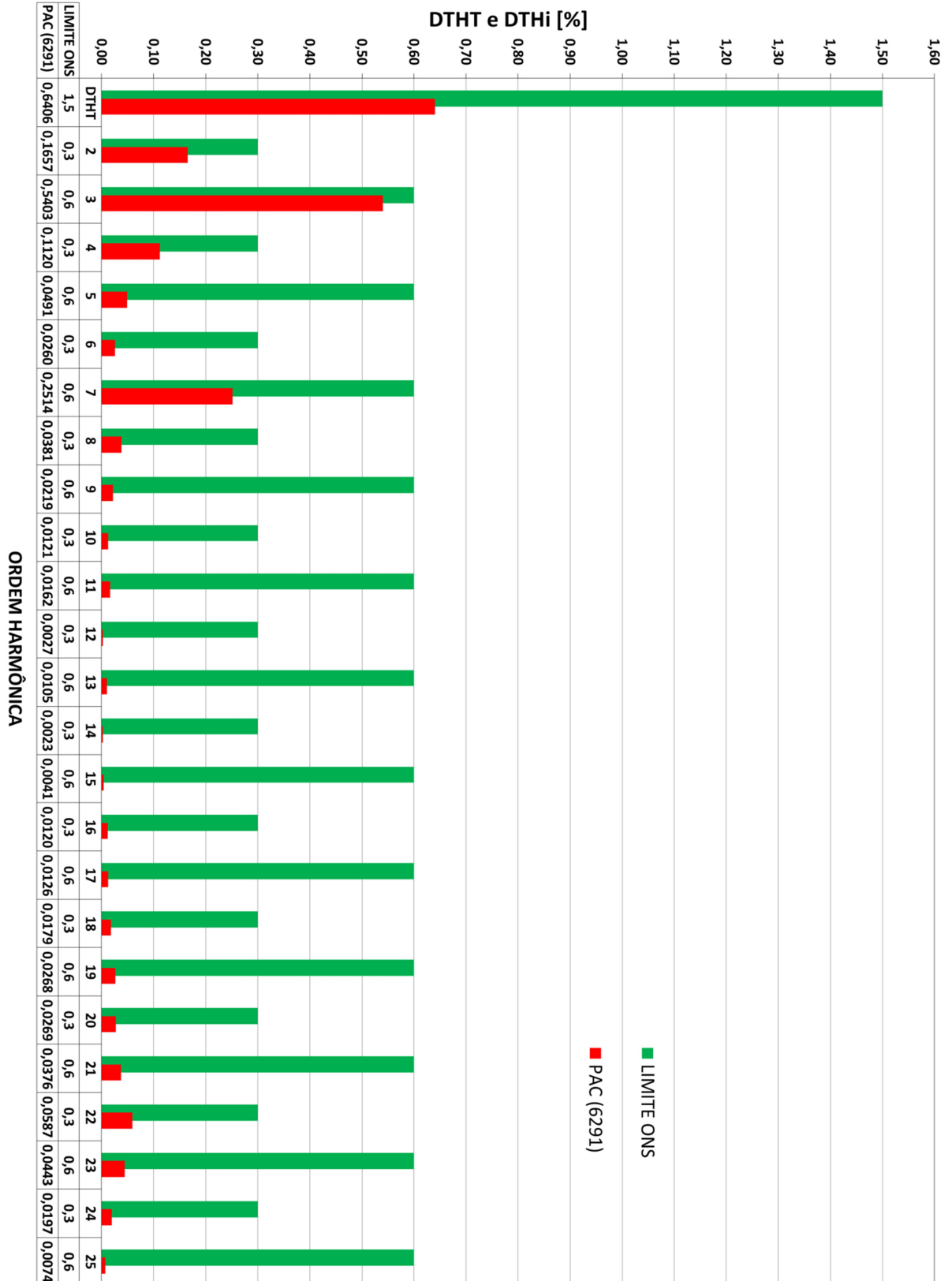
- Período de Medição: 18/03/2019 – 25/03/2019
- DTHI da 41ª ordem até a 50ª ordem



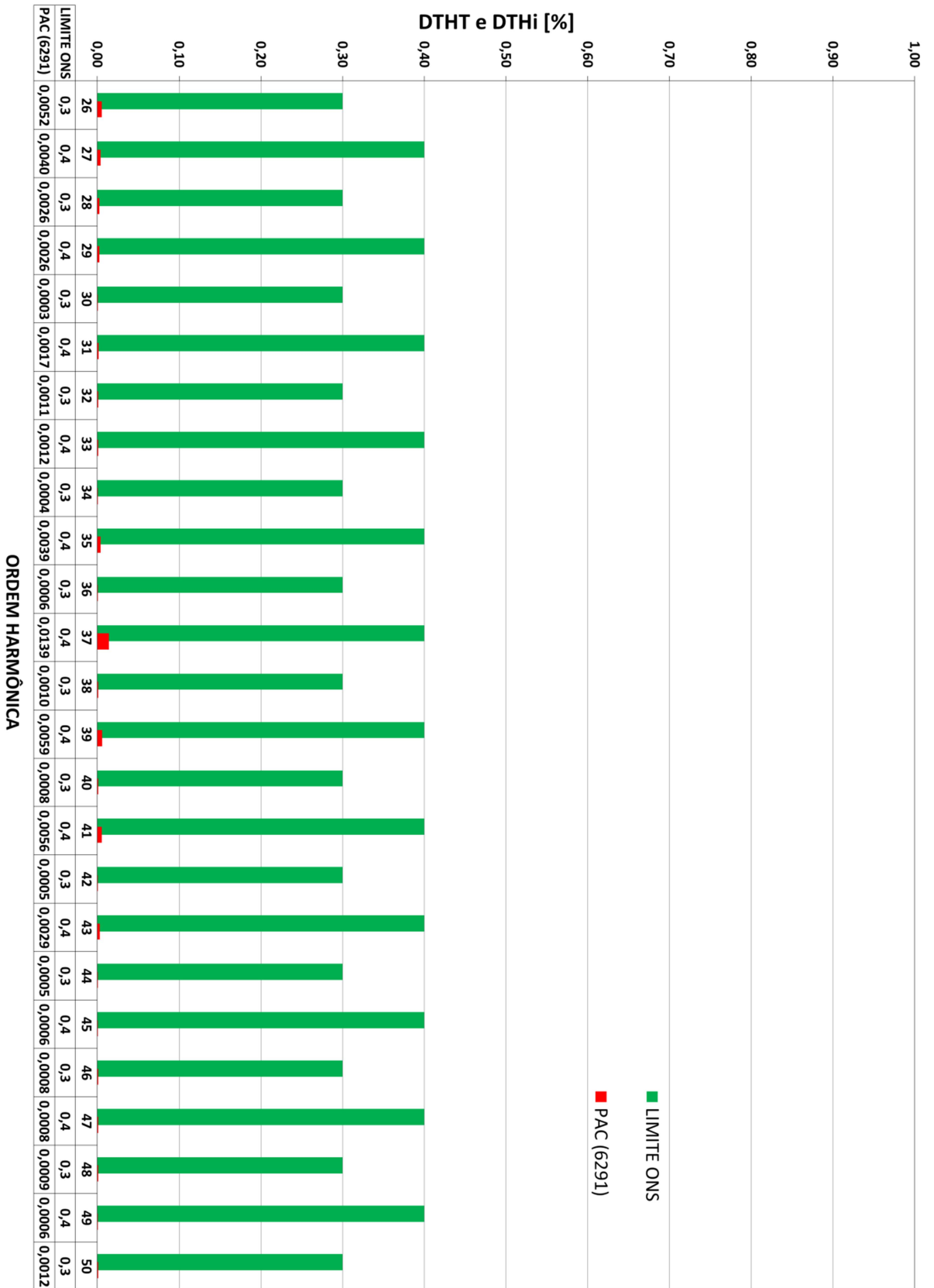
	Max	95%
AI HG41 AVG	0.01757	0.01382
BI HG41 AVG	0.02502	0.02354
CI HG41 AVG	0.02063	0.01906
AI HG42 AVG	0.01211	0.002485
BI HG42 AVG	0.01279	0.002766
CI HG42 AVG	0.01037	0.002353
AI HG43 AVG	0.01499	0.009616
BI HG43 AVG	0.01422	0.009892
CI HG43 AVG	0.01533	0.01400
AI HG44 AVG	0.01156	0.002384
BI HG44 AVG	0.01222	0.002667
CI HG44 AVG	0.009890	0.002237
AI HG45 AVG	0.01141	0.003290
BI HG45 AVG	0.01201	0.003129
CI HG45 AVG	0.009861	0.003115
AI HG46 AVG	0.01108	0.002308
BI HG46 AVG	0.01168	0.002568
CI HG46 AVG	0.009450	0.002150
AI HG47 AVG	0.01085	0.003084
BI HG47 AVG	0.01145	0.003331
CI HG47 AVG	0.009250	0.002812
AI HG48 AVG	0.01060	0.002245
BI HG48 AVG	0.01123	0.002497
CI HG48 AVG	0.009043	0.002123
AI HG49 AVG	0.01041	0.002308
BI HG49 AVG	0.01101	0.002509
CI HG49 AVG	0.008889	0.002712
AI HG50 AVG	0.01024	0.002217
BI HG50 AVG	0.01078	0.002446
CI HG50 AVG	0.008716	0.002086

## APÊNDICE B: Resultados da Simulação – Caso 1

- Espectro com DTHT e DTHi da 2ª até 25ª ordem no PAC

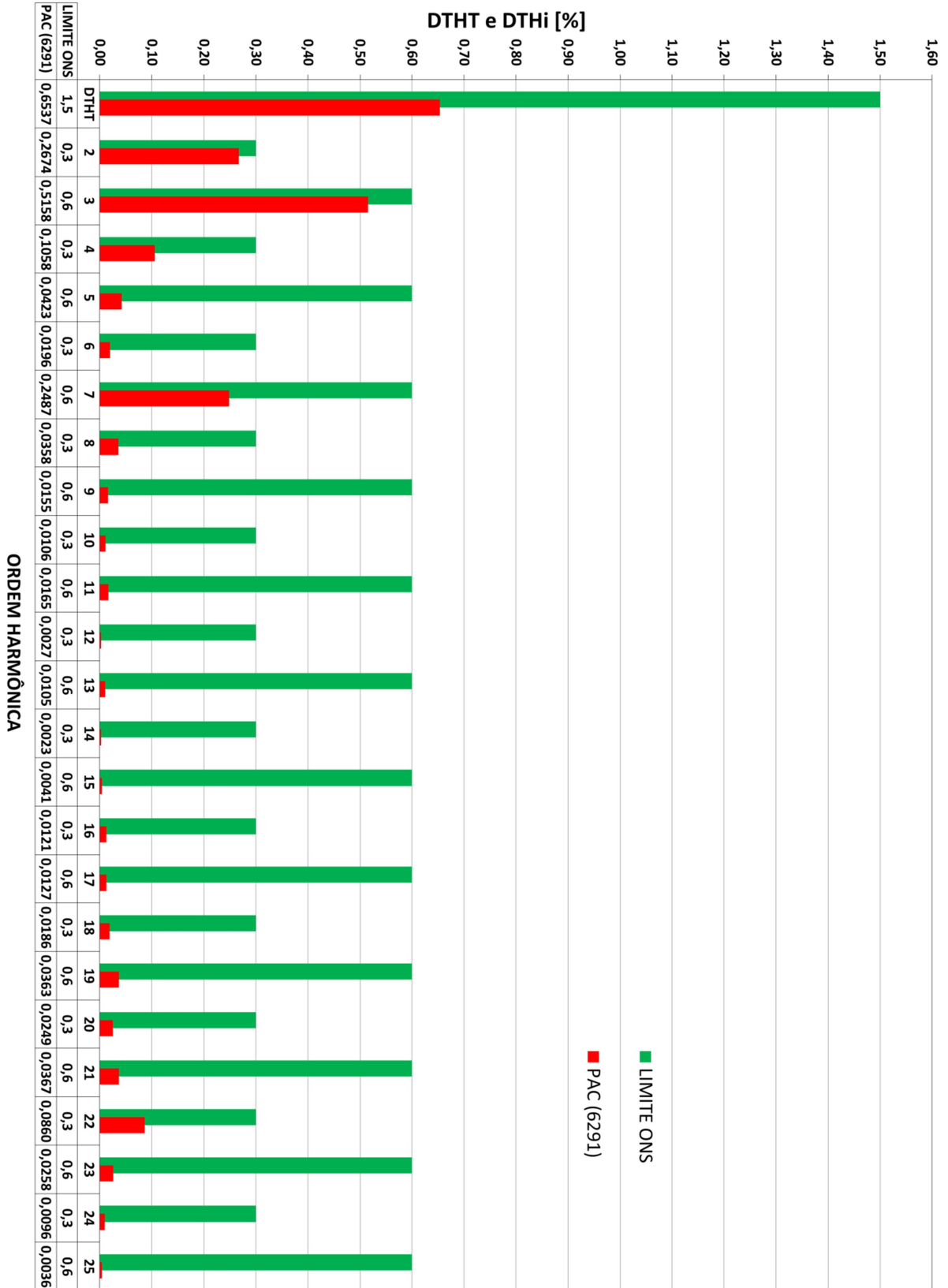


- Espectro com DTHI da 26ª até 50ª ordem no PAC



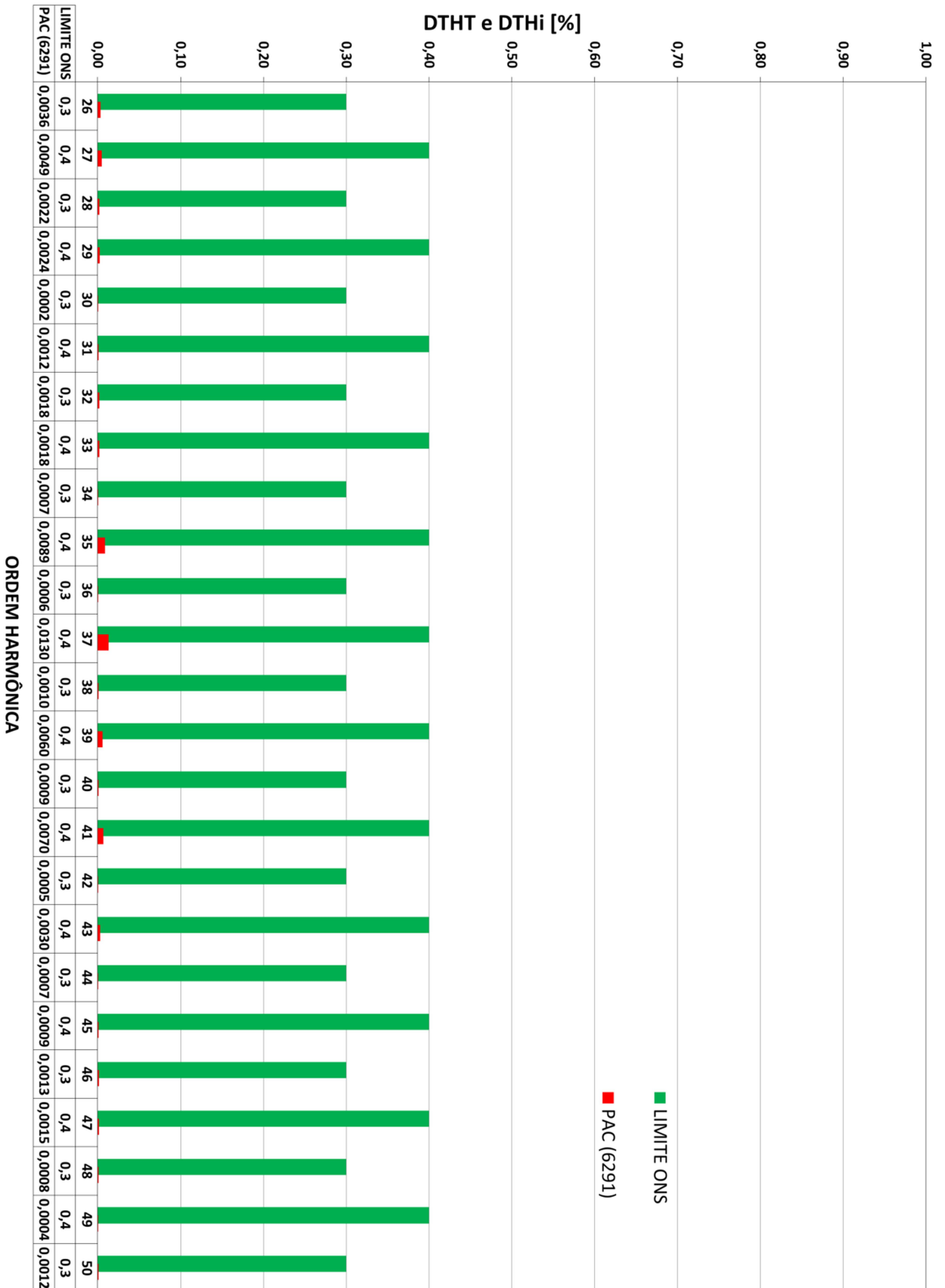
### APÊNDICE C: Resultados da Simulação – Caso 2

- Espectro com DTHT e DTHi da 2ª até 25ª ordem no PAC



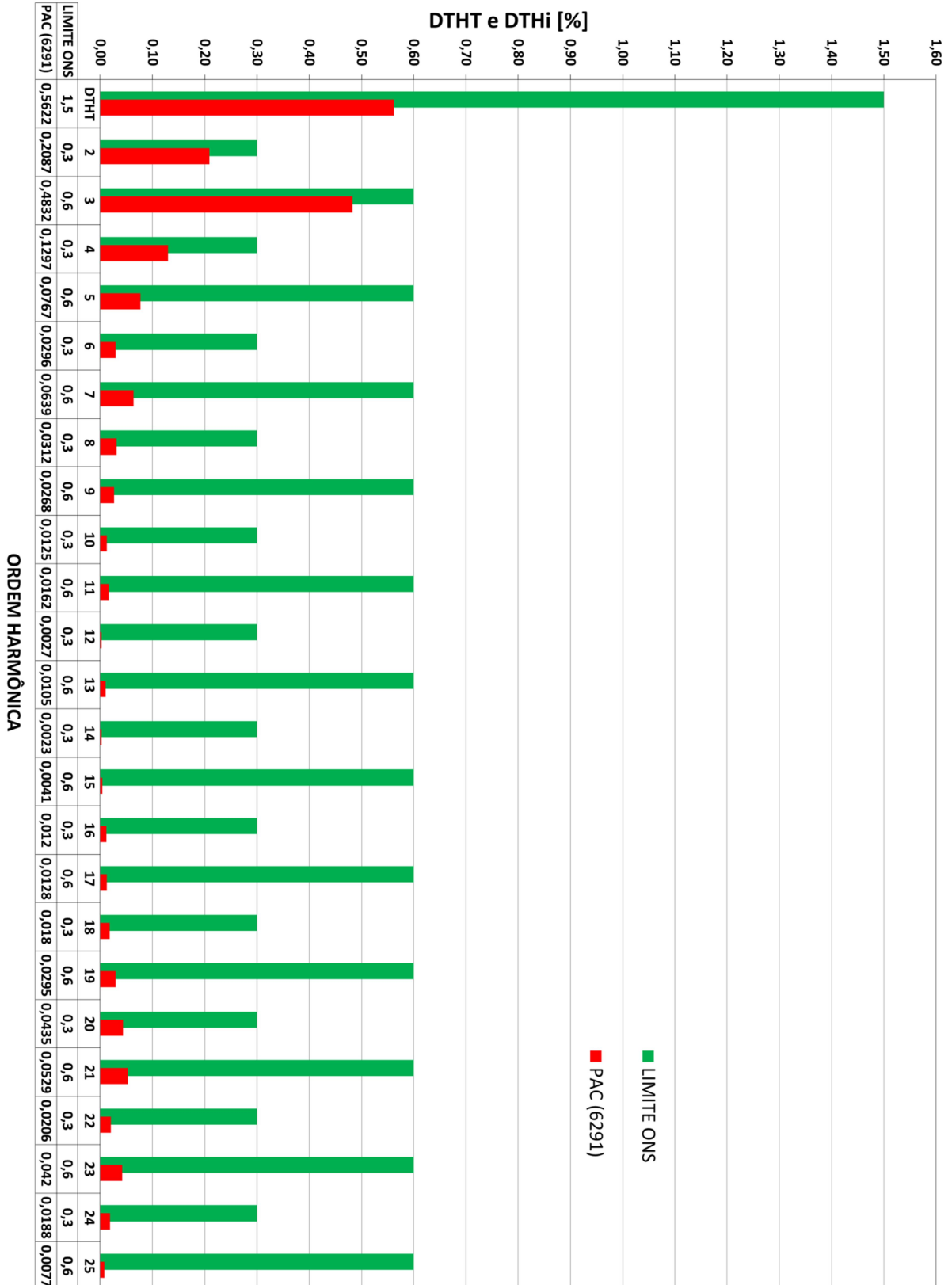


- Espectro com DTHI da 26ª até 50ª ordem no PAC

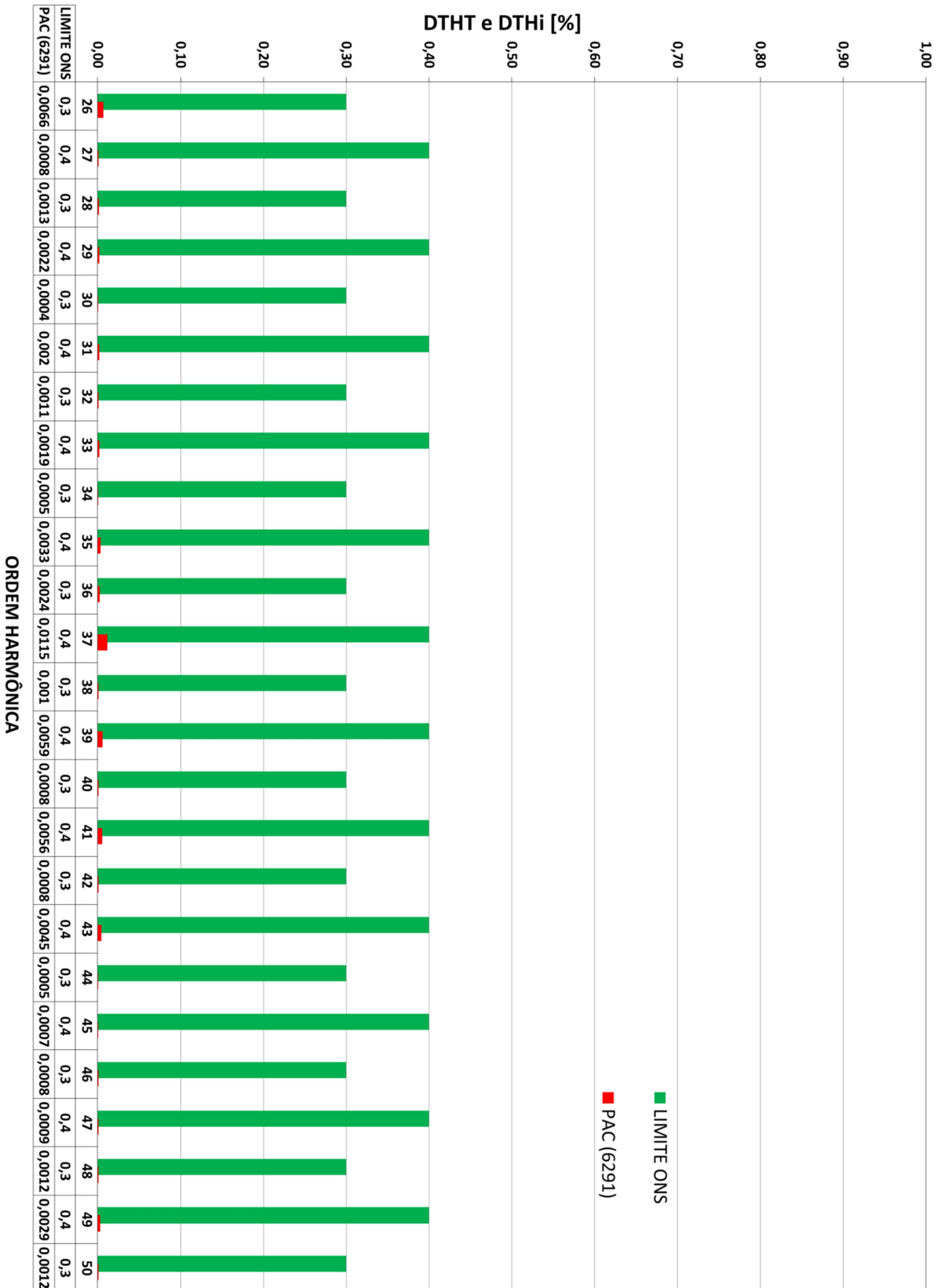


APÊNDICE D: Resultados da Simulação – Caso 3

- Espectro com DTHT e DTHi da 2ª até 25ª ordem no PAC

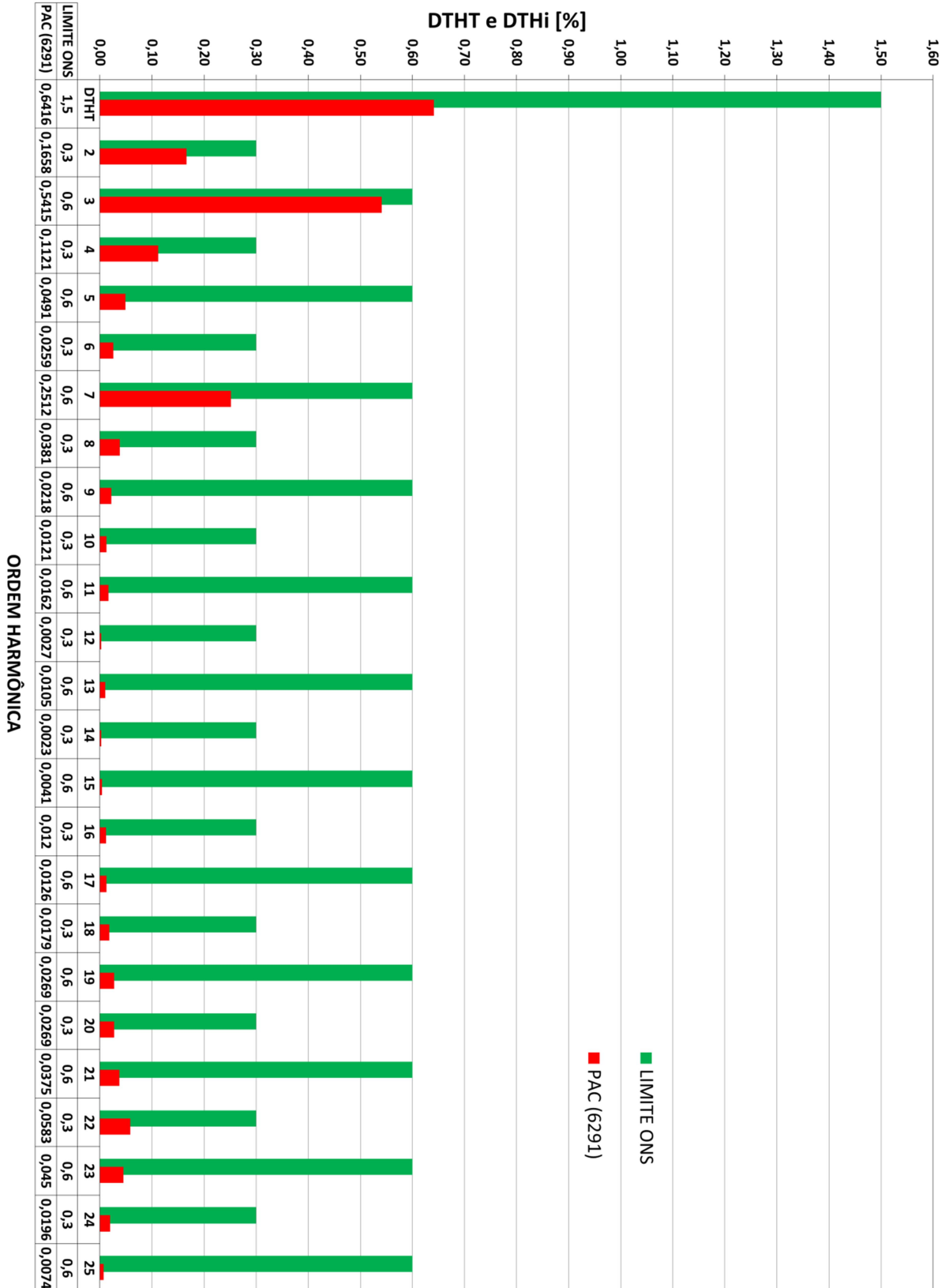


- Espectro com DTHI da 26ª até 50ª ordem no PAC

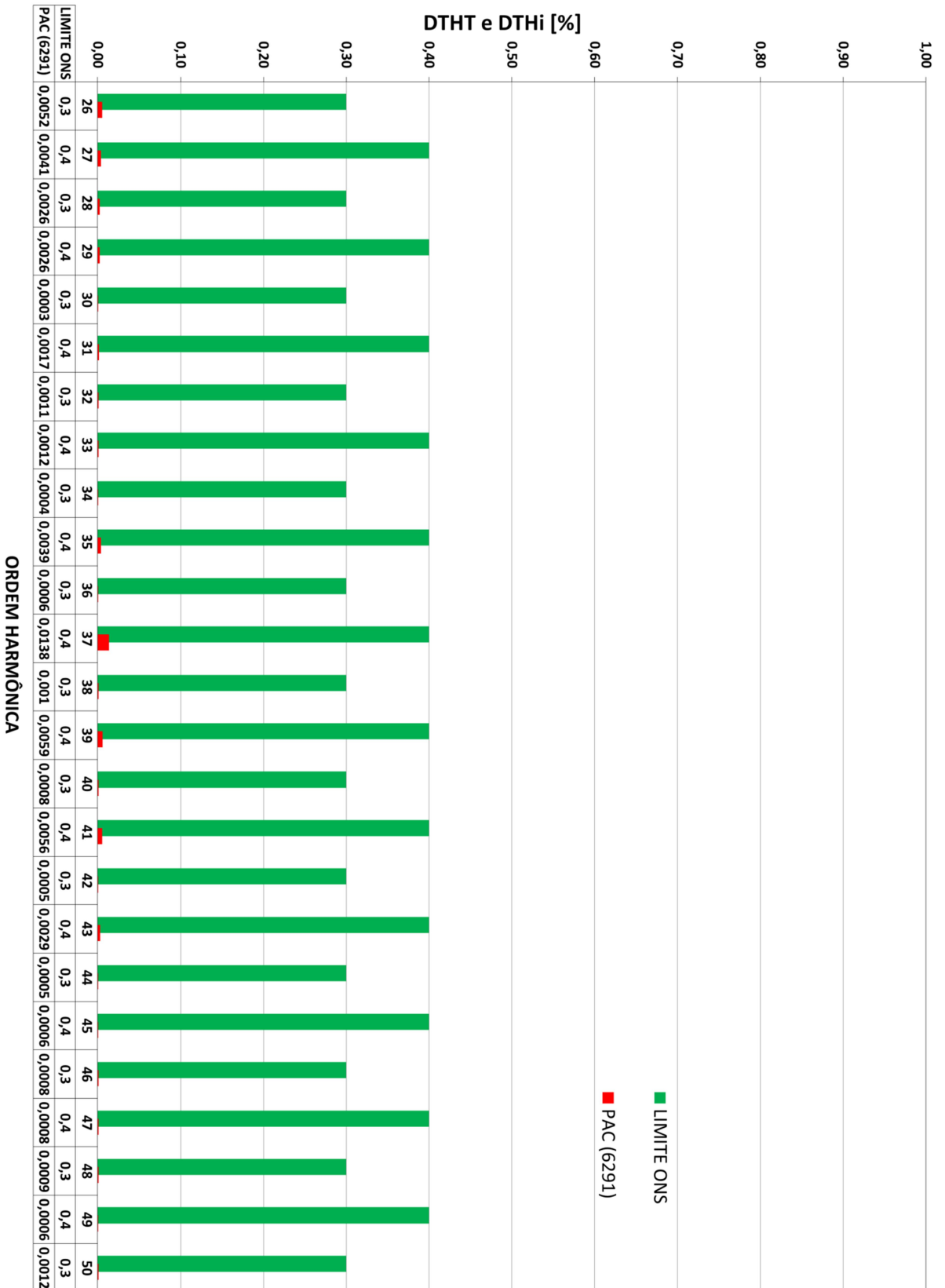


### APÊNDICE E: Resultados da Simulação – Caso 4

- Espectro com DTHT e DTHi da 2ª até 25ª ordem no PAC

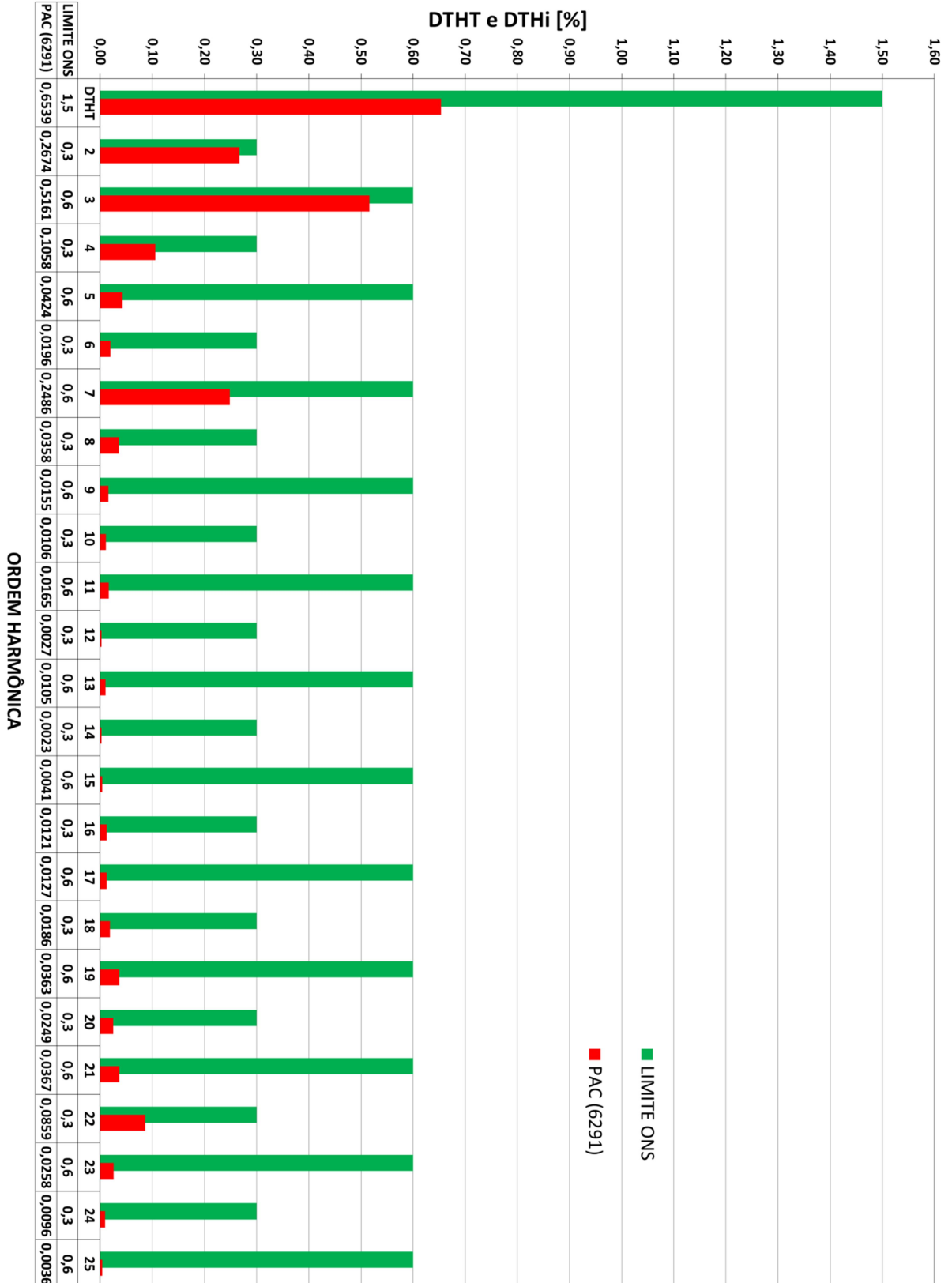


- Espectro com DTHI da 26ª até 50ª ordem no PAC

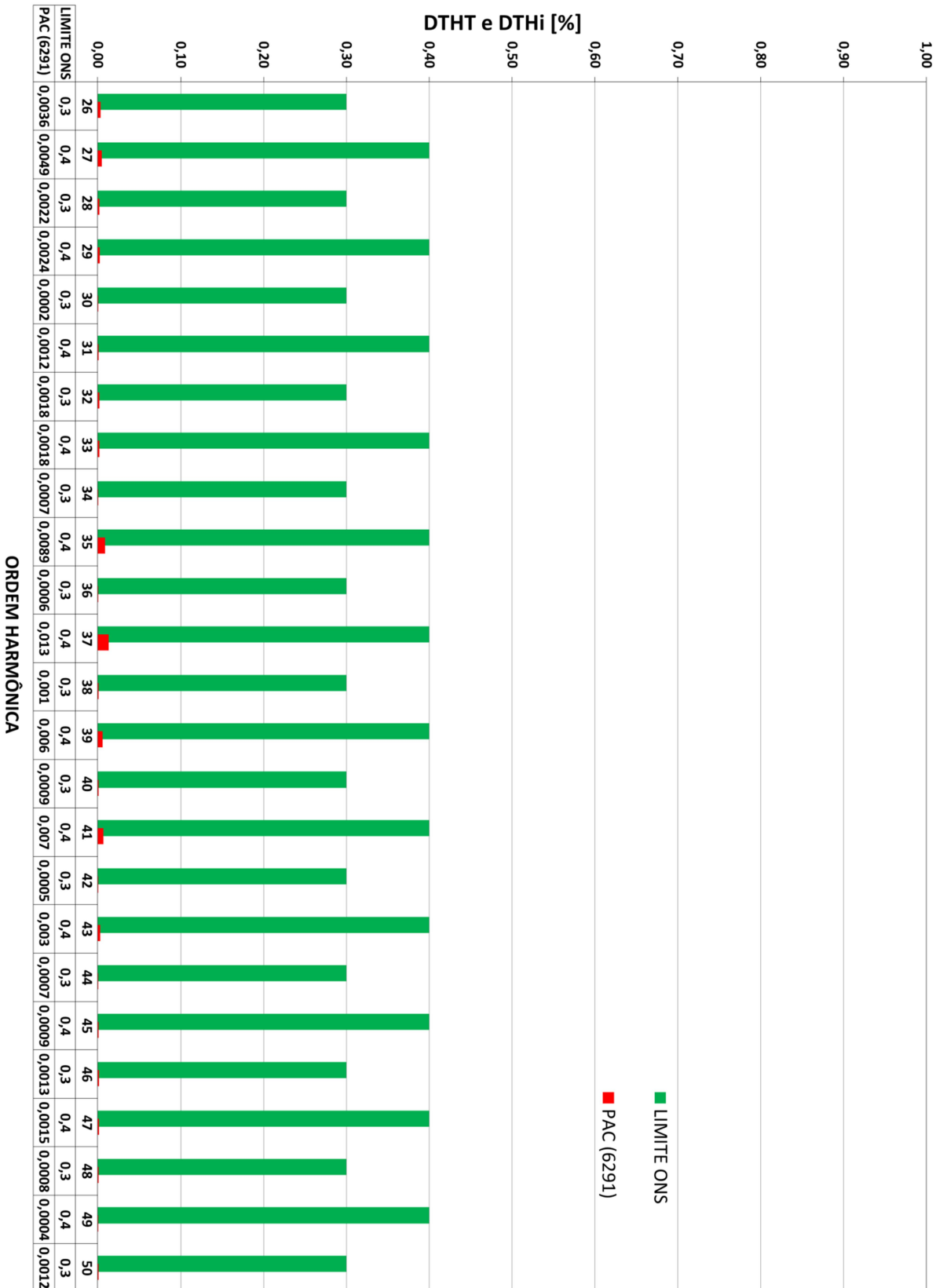


### APÊNDICE F: Resultados da Simulação – Caso 5

- Espectro com DTHT e DTHi da 2ª até 25ª ordem no PAC

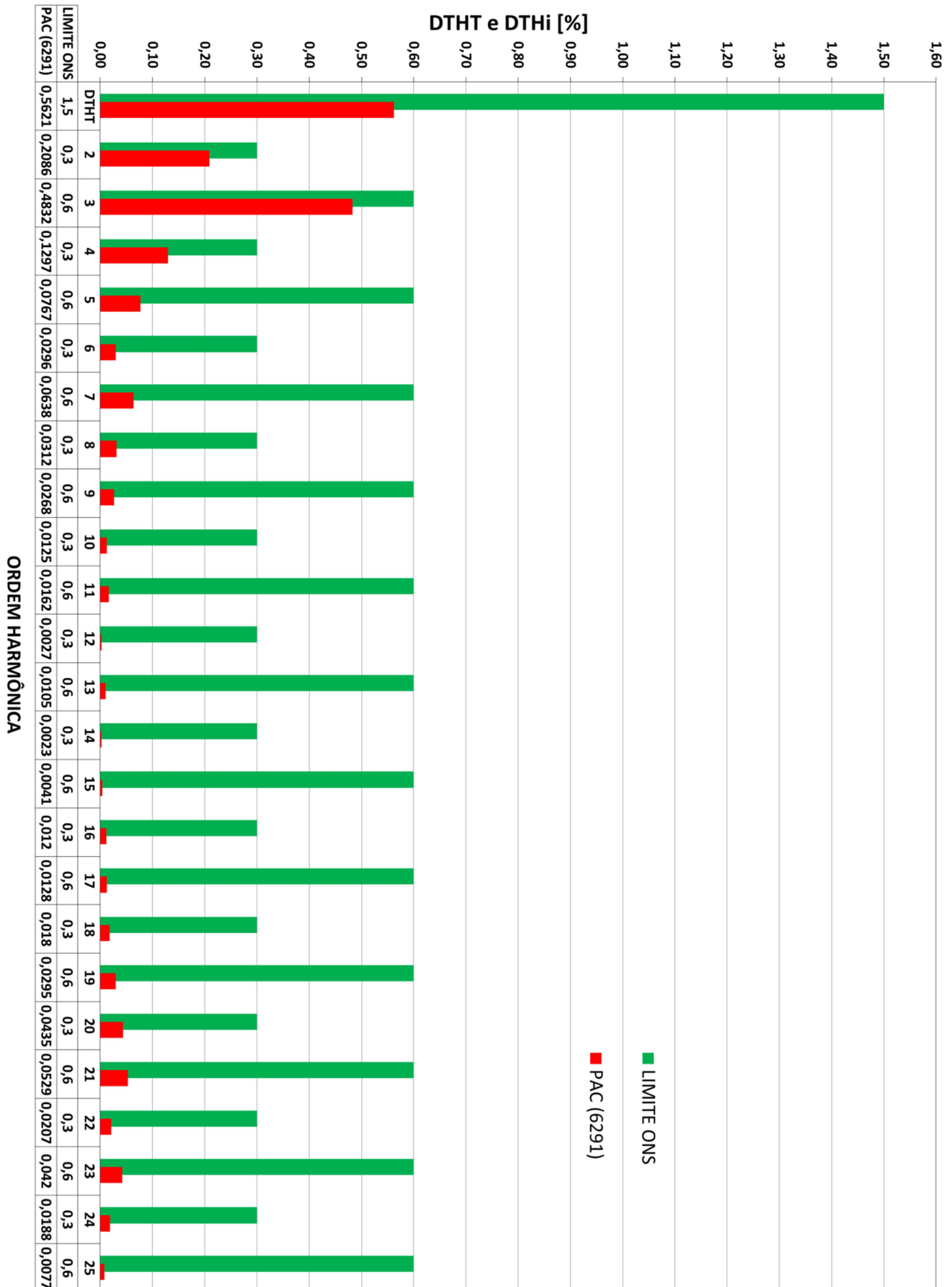


- Espectro com DTHI da 26ª até 50ª ordem no PAC



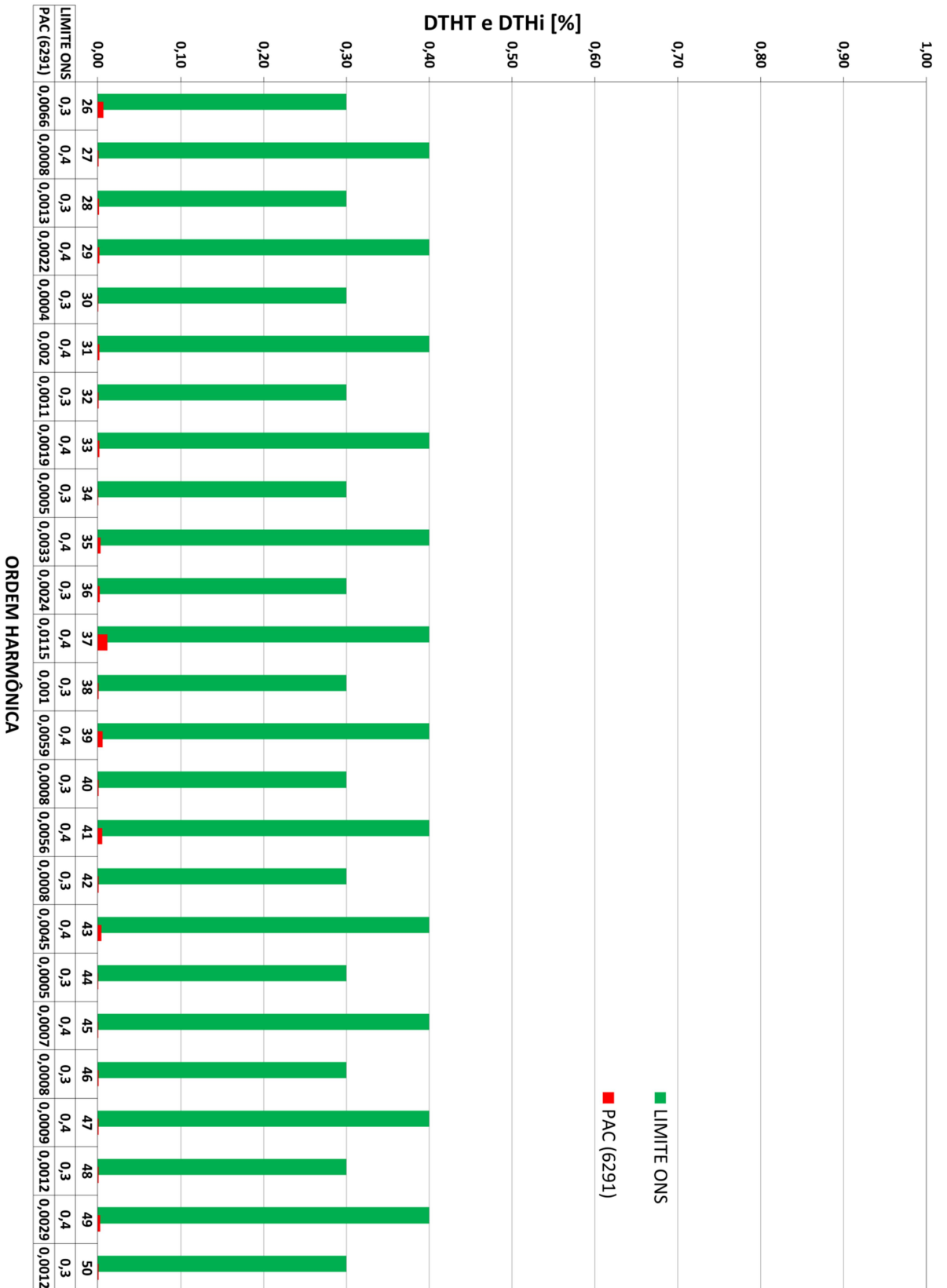
### APÊNDICE G: Resultados da Simulação – Caso 6

- Espectro com DTHT e DTHi da 2ª até 25ª ordem no PAC



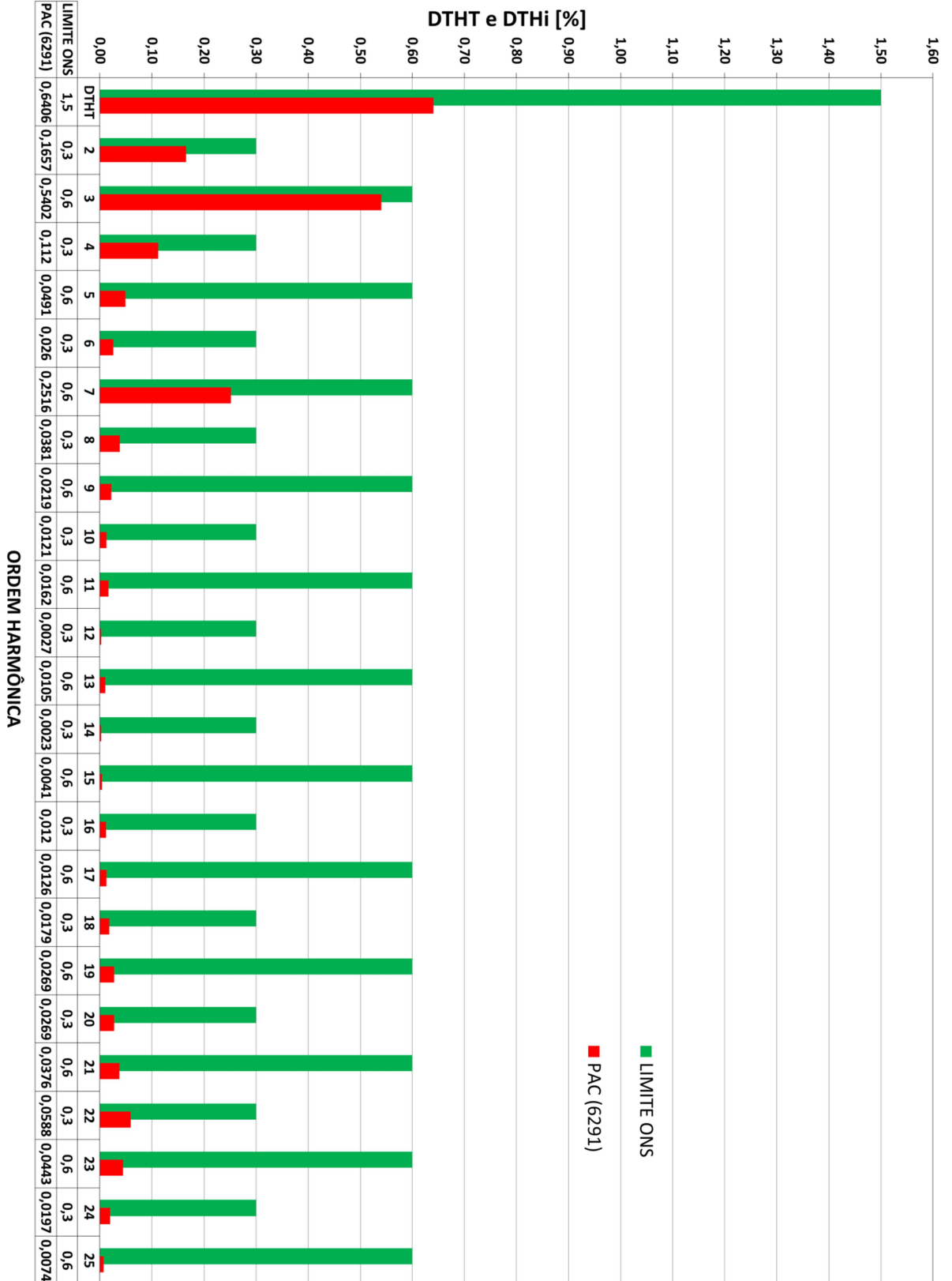


- Espectro com DTHI da 26ª até 50ª ordem no PAC

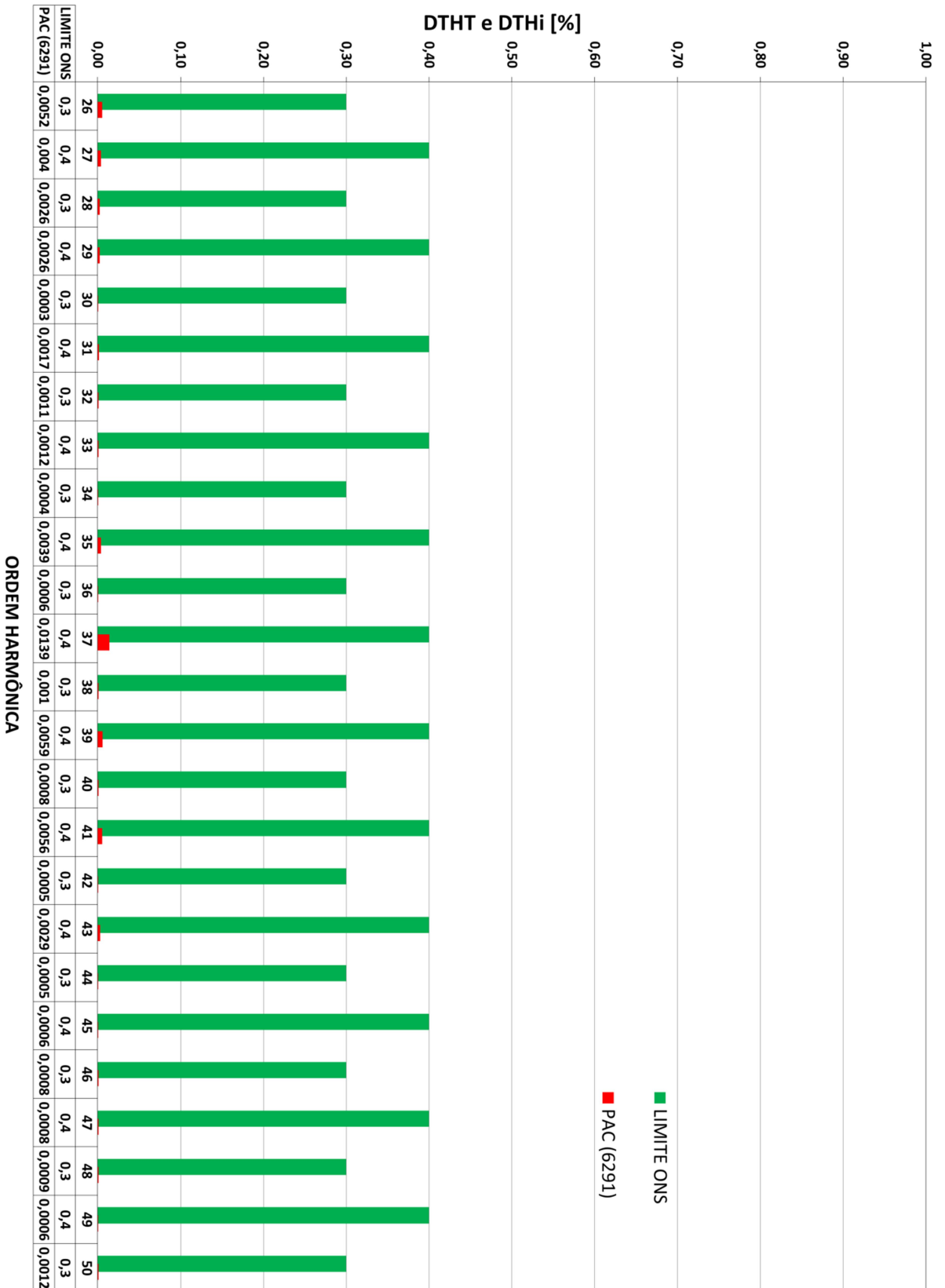


APÊNDICE H: Resultados da Simulação – Caso 7

- Espectro com DTHT e DTHi da 2ª até 25ª ordem no PAC

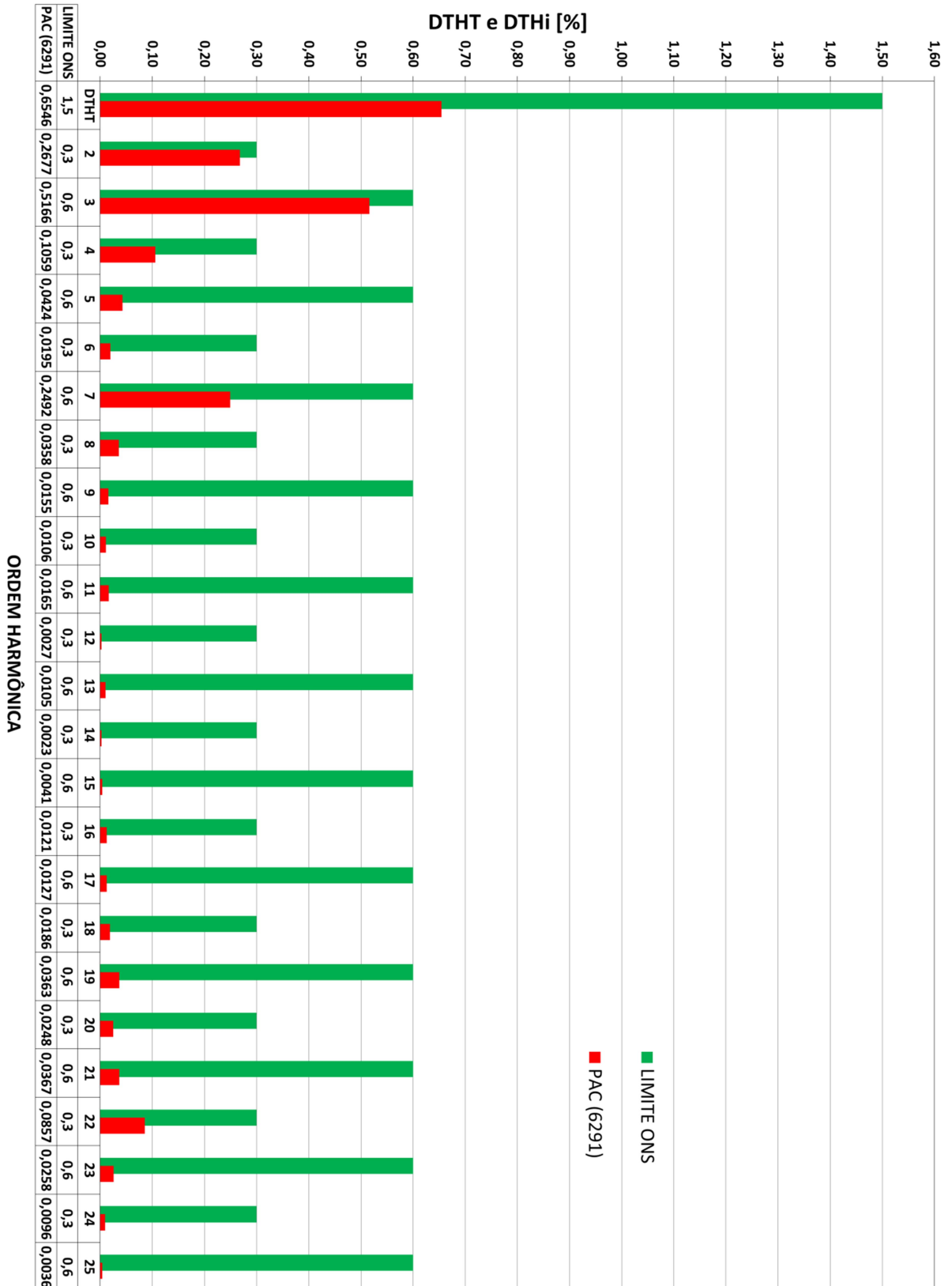


- Espectro com DTHI da 26ª até 50ª ordem no PAC

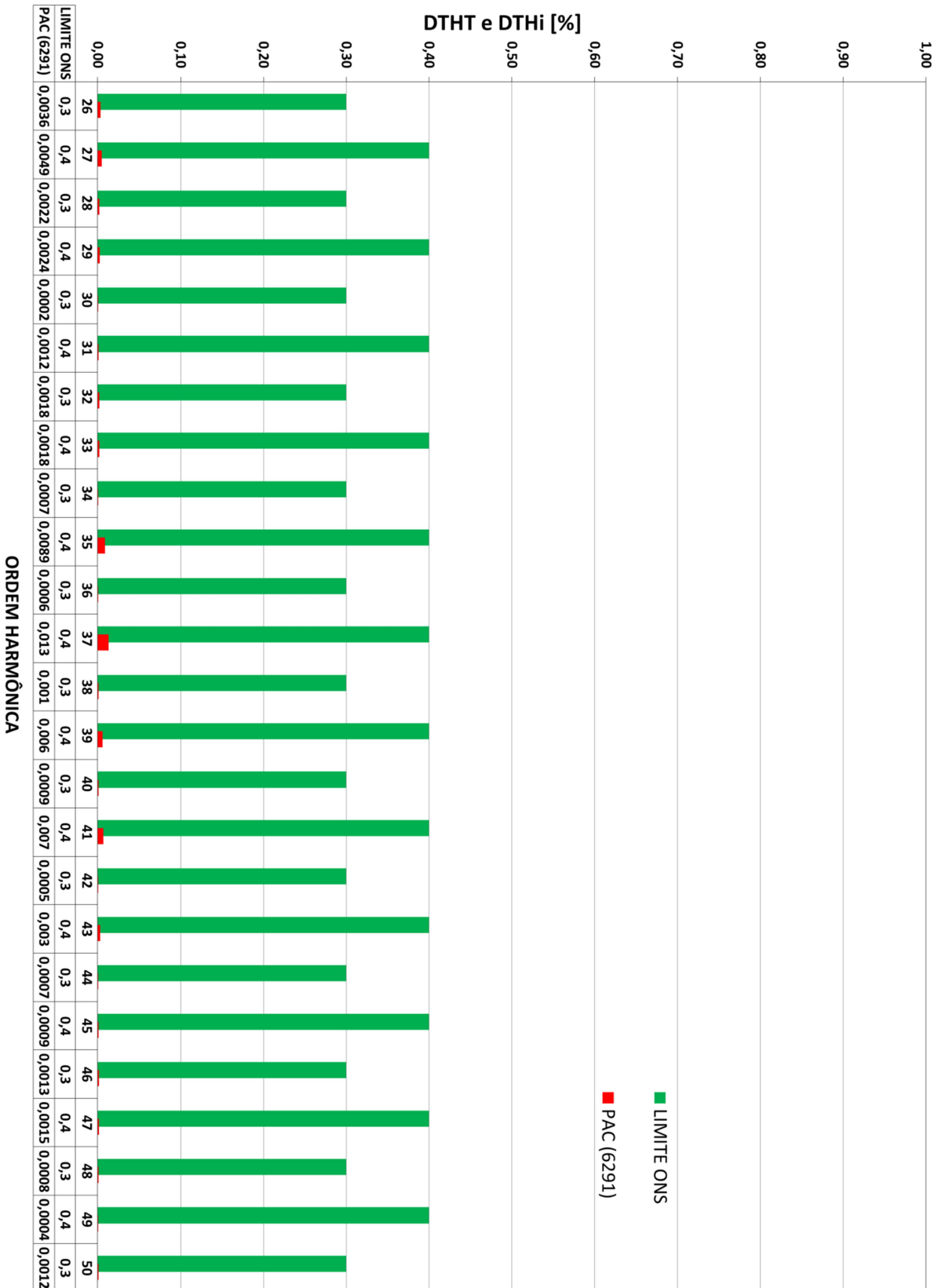


### APÊNDICE I: Resultados da Simulação – Caso 8

- Espectro com DTHT e DTHi da 2ª até 25ª ordem no PAC

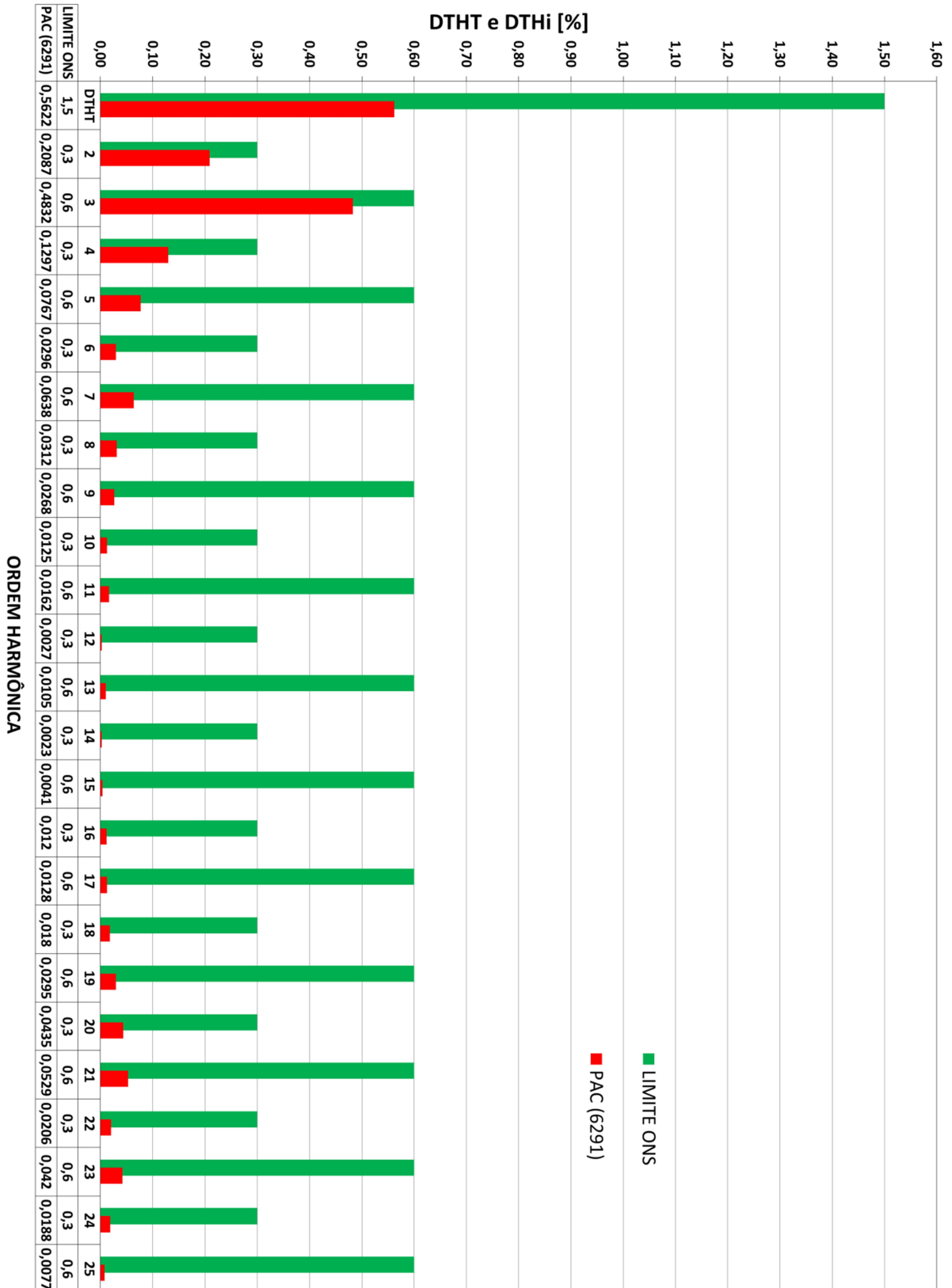


- Espectro com DTHI da 26ª até 50ª ordem no PAC

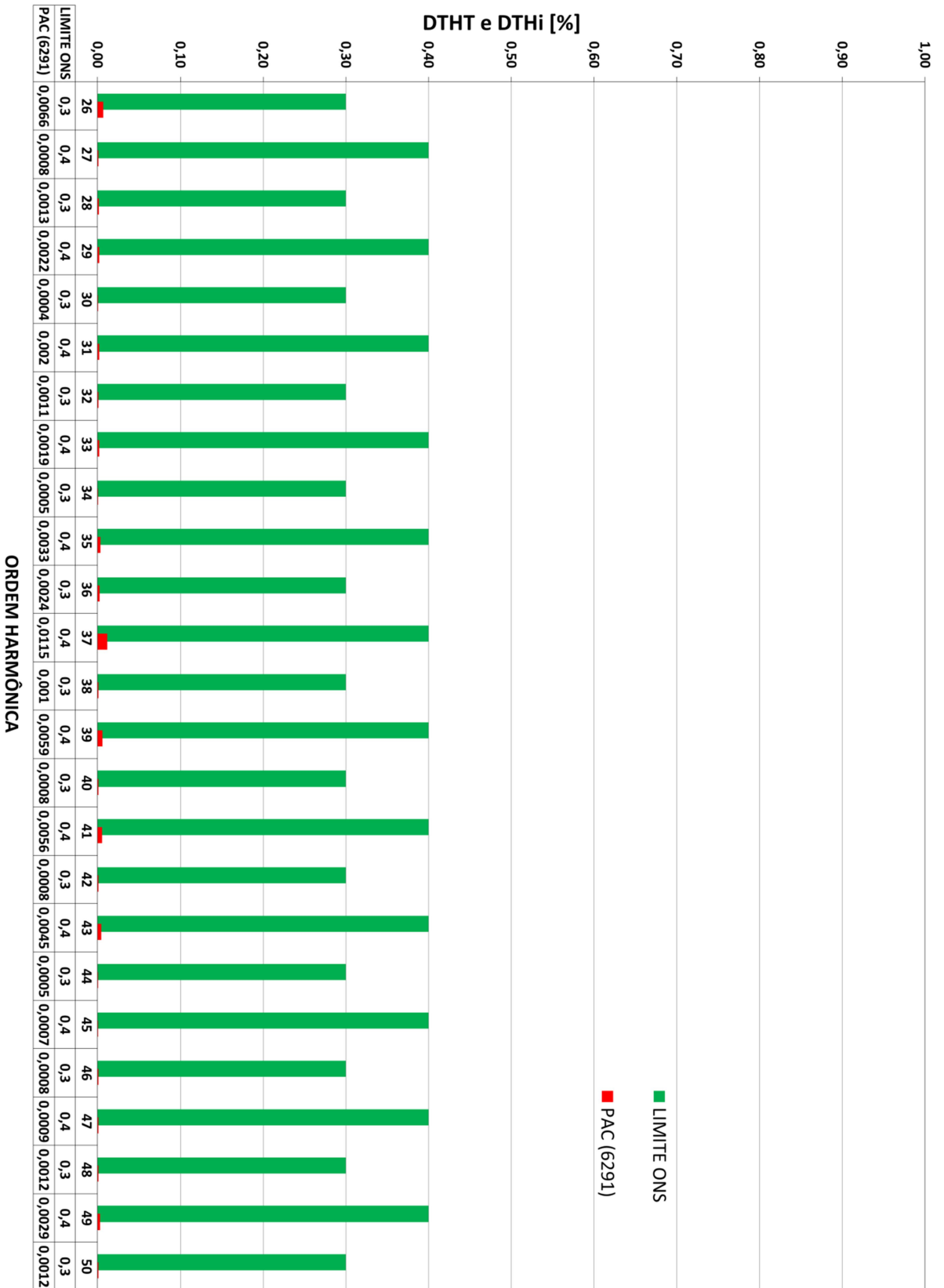


### APÊNDICE J: Resultados da Simulação – Caso 9

- Espectro com DTHT e DTHi da 2ª até 25ª ordem no PAC

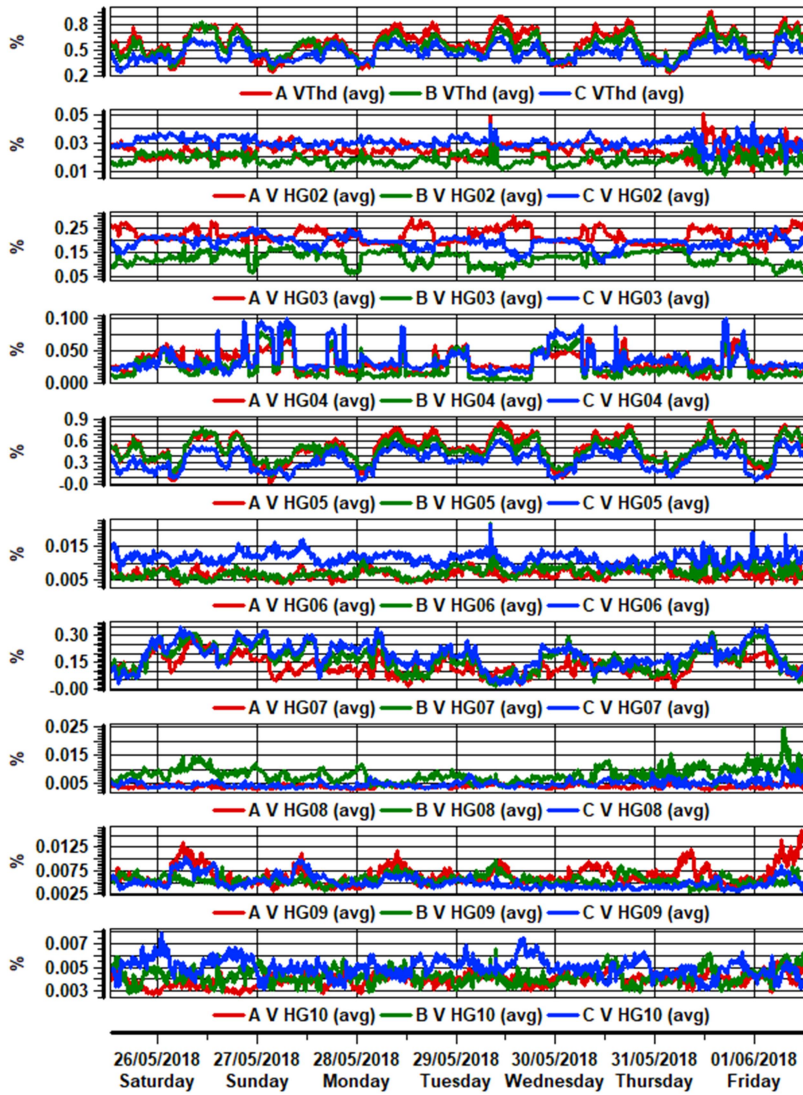


- Espectro com DTHI da 26ª até 50ª ordem no PAC



**APÊNDICE K: Medição Pré-Operacional – Formas de Onda**

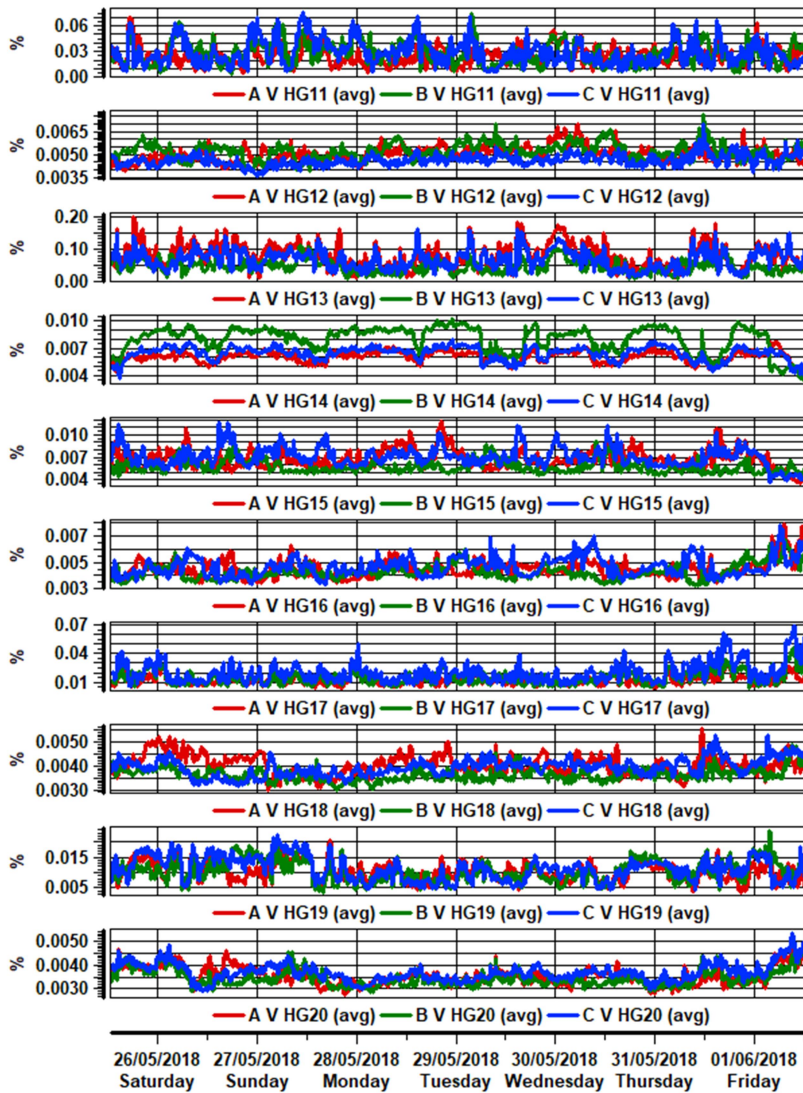
- Período de Medição: 25/05/2018 – 01/06/2018
- DTHT e DTHI da 2ª ordem até a 10ª ordem



	Max	95%
AVThd AVG	0.9540	0.8122
BVThd AVG	0.8843	0.7590
CVThd AVG	0.6905	0.6251
AV HG02 AVG	0.05062	0.03165
BV HG02 AVG	0.03856	0.02362
CV HG02 AVG	0.04387	0.03577
AV HG03 AVG	0.2972	0.2669
BV HG03 AVG	0.1803	0.1645
CV HG03 AVG	0.2560	0.2294
AV HG04 AVG	0.06888	0.05815
BV HG04 AVG	0.08204	0.06902
CV HG04 AVG	0.10000	0.08492
AV HG05 AVG	0.8716	0.7629
BV HG05 AVG	0.8311	0.7137
CV HG05 AVG	0.6315	0.5541
AV HG06 AVG	0.01509	0.009186
BV HG06 AVG	0.02198	0.01032
CV HG06 AVG	0.02154	0.01453
AV HG07 AVG	0.2878	0.2370
BV HG07 AVG	0.3361	0.2902
CV HG07 AVG	0.3540	0.3079
AV HG08 AVG	0.007330	0.005012
BV HG08 AVG	0.02458	0.01282
CV HG08 AVG	0.01120	0.007121
AV HG09 AVG	0.01597	0.01086
BV HG09 AVG	0.009621	0.007355
CV HG09 AVG	0.01018	0.008181
AV HG10 AVG	0.006221	0.004844
BV HG10 AVG	0.006550	0.005555
CV HG10 AVG	0.007873	0.006212

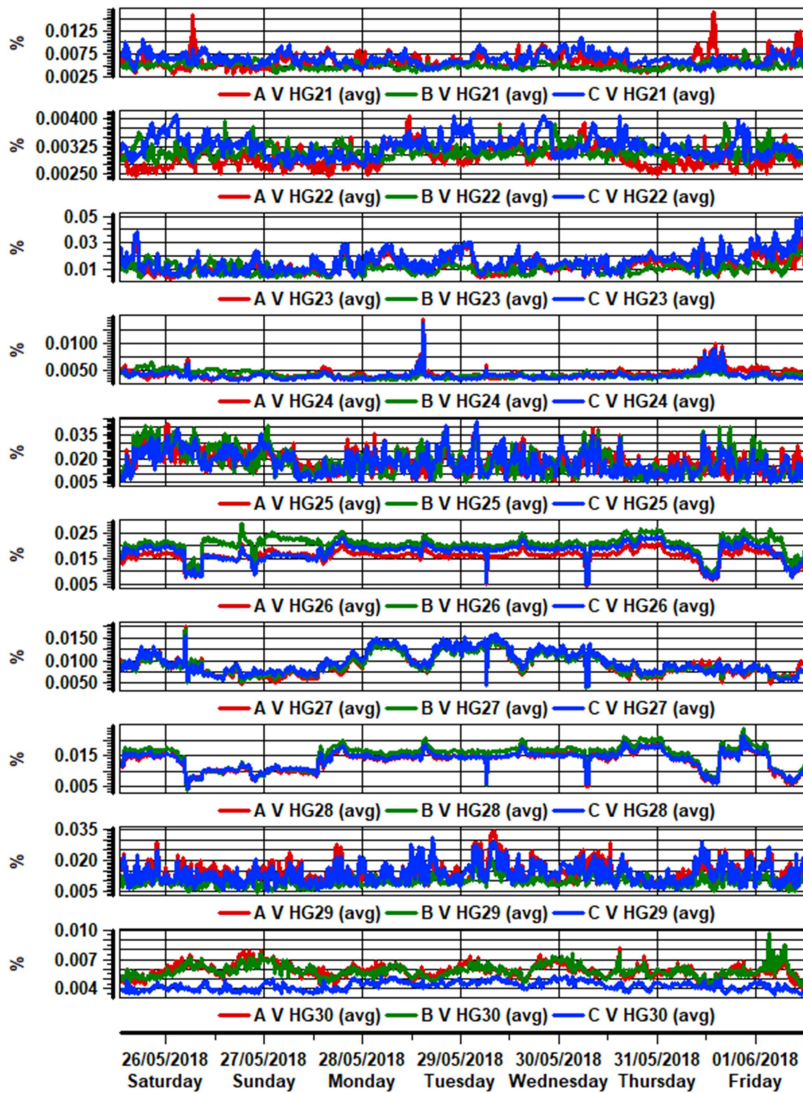


- Período de Medição: 25/05/2018 – 01/06/2018
- DTHI da 11ª ordem até a 20ª ordem



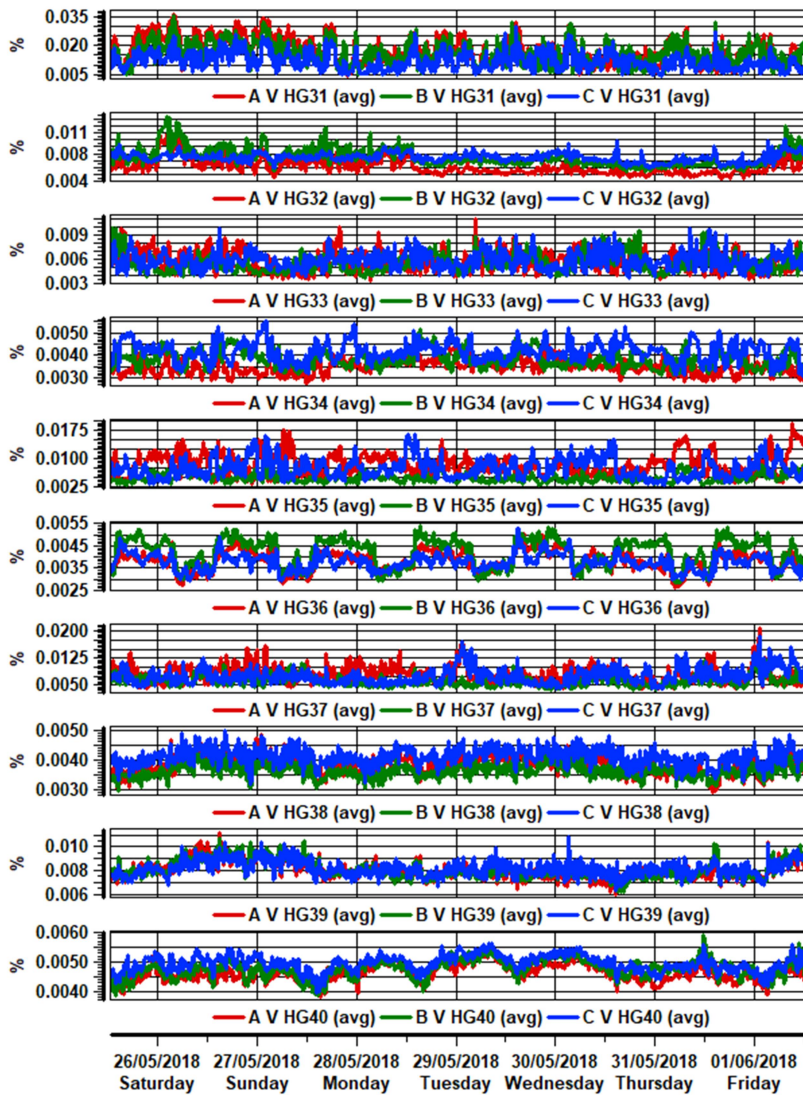
	Max	95%
AV HG11 AVG	0.06993	0.04512
BV HG11 AVG	0.07367	0.05161
CV HG11 AVG	0.07536	0.05796
AV HG12 AVG	0.006976	0.005916
BV HG12 AVG	0.007585	0.006134
CV HG12 AVG	0.007035	0.005267
AV HG13 AVG	0.1969	0.1447
BV HG13 AVG	0.1096	0.08323
CV HG13 AVG	0.1608	0.1177
AV HG14 AVG	0.007732	0.006962
BV HG14 AVG	0.01014	0.009543
CV HG14 AVG	0.007910	0.007371
AV HG15 AVG	0.01175	0.009106
BV HG15 AVG	0.009130	0.007365
CV HG15 AVG	0.01170	0.009672
AV HG16 AVG	0.007914	0.005622
BV HG16 AVG	0.006797	0.005430
CV HG16 AVG	0.007846	0.005986
AV HG17 AVG	0.03145	0.02169
BV HG17 AVG	0.04661	0.02928
CV HG17 AVG	0.06815	0.04178
AV HG18 AVG	0.005543	0.004820
BV HG18 AVG	0.004877	0.004077
CV HG18 AVG	0.005295	0.004554
AV HG19 AVG	0.02052	0.01583
BV HG19 AVG	0.02362	0.01676
CV HG19 AVG	0.02226	0.01763
AV HG20 AVG	0.004808	0.004259
BV HG20 AVG	0.004682	0.004159
CV HG20 AVG	0.005321	0.004385

- Período de Medição: 25/05/2018 – 01/06/2018
- DTHI da 21ª ordem até a 30ª ordem



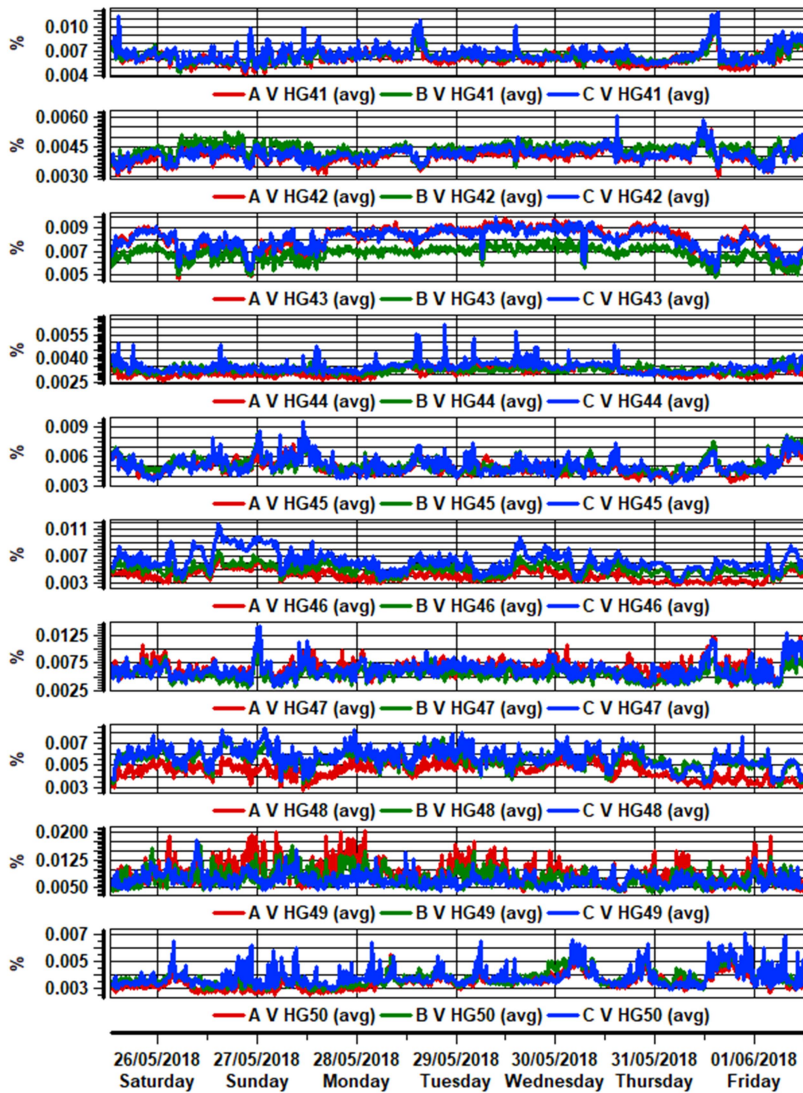
	Max	95%
AV HG21 AVG	0.01645	0.008942
BV HG21 AVG	0.008418	0.006122
CV HG21 AVG	0.01088	0.008763
AV HG22 AVG	0.004061	0.003360
BV HG22 AVG	0.003930	0.003452
CV HG22 AVG	0.004104	0.003810
AV HG23 AVG	0.03347	0.02416
BV HG23 AVG	0.02614	0.01758
CV HG23 AVG	0.04930	0.02947
AV HG24 AVG	0.01427	0.005642
BV HG24 AVG	0.007232	0.005473
CV HG24 AVG	0.01363	0.004995
AV HG25 AVG	0.04136	0.02984
BV HG25 AVG	0.04122	0.03390
CV HG25 AVG	0.04313	0.03042
AV HG26 AVG	0.02101	0.01949
BV HG26 AVG	0.02835	0.02499
CV HG26 AVG	0.02383	0.02223
AV HG27 AVG	0.01755	0.01364
BV HG27 AVG	0.01695	0.01331
CV HG27 AVG	0.01577	0.01410
AV HG28 AVG	0.02283	0.01786
BV HG28 AVG	0.02377	0.01976
CV HG28 AVG	0.02182	0.01771
AV HG29 AVG	0.03412	0.02378
BV HG29 AVG	0.02120	0.01458
CV HG29 AVG	0.03077	0.02271
AV HG30 AVG	0.009363	0.007038
BV HG30 AVG	0.009644	0.006963
CV HG30 AVG	0.005288	0.005023

- Período de Medição: 25/05/2018 – 01/06/2018
- DTHI da 31ª ordem até a 40ª ordem



	Max	95%
AV HG31 AVG	0.03618	0.02914
BV HG31 AVG	0.03543	0.02642
CV HG31 AVG	0.03029	0.02107
AV HG32 AVG	0.01100	0.008499
BV HG32 AVG	0.01329	0.01010
CV HG32 AVG	0.009995	0.008567
AV HG33 AVG	0.01091	0.007967
BV HG33 AVG	0.009779	0.007668
CV HG33 AVG	0.009855	0.007879
AV HG34 AVG	0.004649	0.004120
BV HG34 AVG	0.005152	0.004558
CV HG34 AVG	0.005511	0.004933
AV HG35 AVG	0.01928	0.01431
BV HG35 AVG	0.01104	0.007126
CV HG35 AVG	0.01660	0.01290
AV HG36 AVG	0.005045	0.004560
BV HG36 AVG	0.005386	0.005050
CV HG36 AVG	0.005260	0.004376
AV HG37 AVG	0.02066	0.01235
BV HG37 AVG	0.01240	0.008979
CV HG37 AVG	0.01839	0.01187
AV HG38 AVG	0.004826	0.004379
BV HG38 AVG	0.004454	0.004042
CV HG38 AVG	0.004970	0.004567
AV HG39 AVG	0.01114	0.009462
BV HG39 AVG	0.01078	0.009506
CV HG39 AVG	0.01081	0.009321
AV HG40 AVG	0.005334	0.005104
BV HG40 AVG	0.005900	0.005252
CV HG40 AVG	0.005650	0.005413

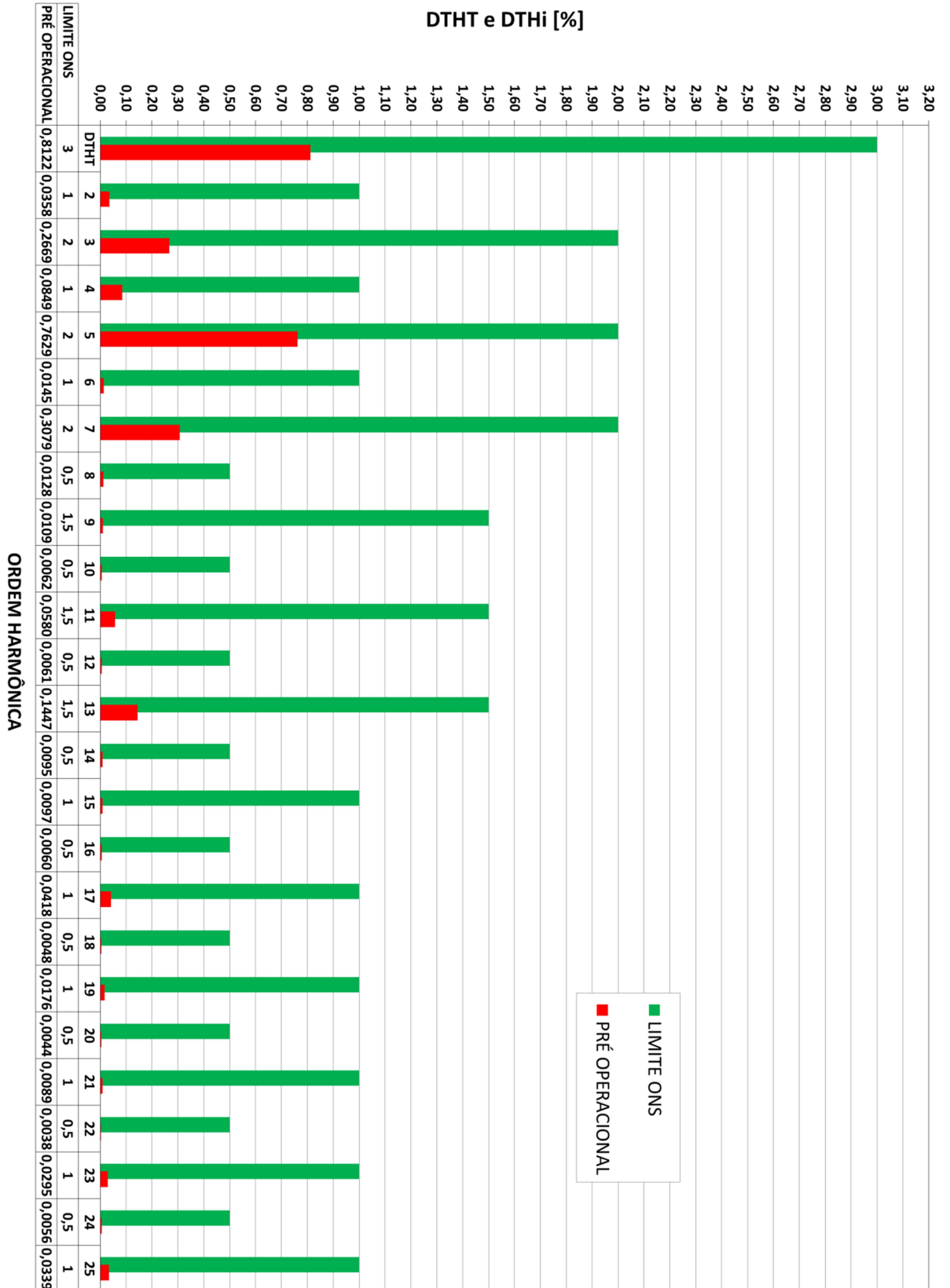
- Período de Medição: 25/05/2018 – 01/06/2018
- DTHI da 41ª ordem até a 50ª ordem



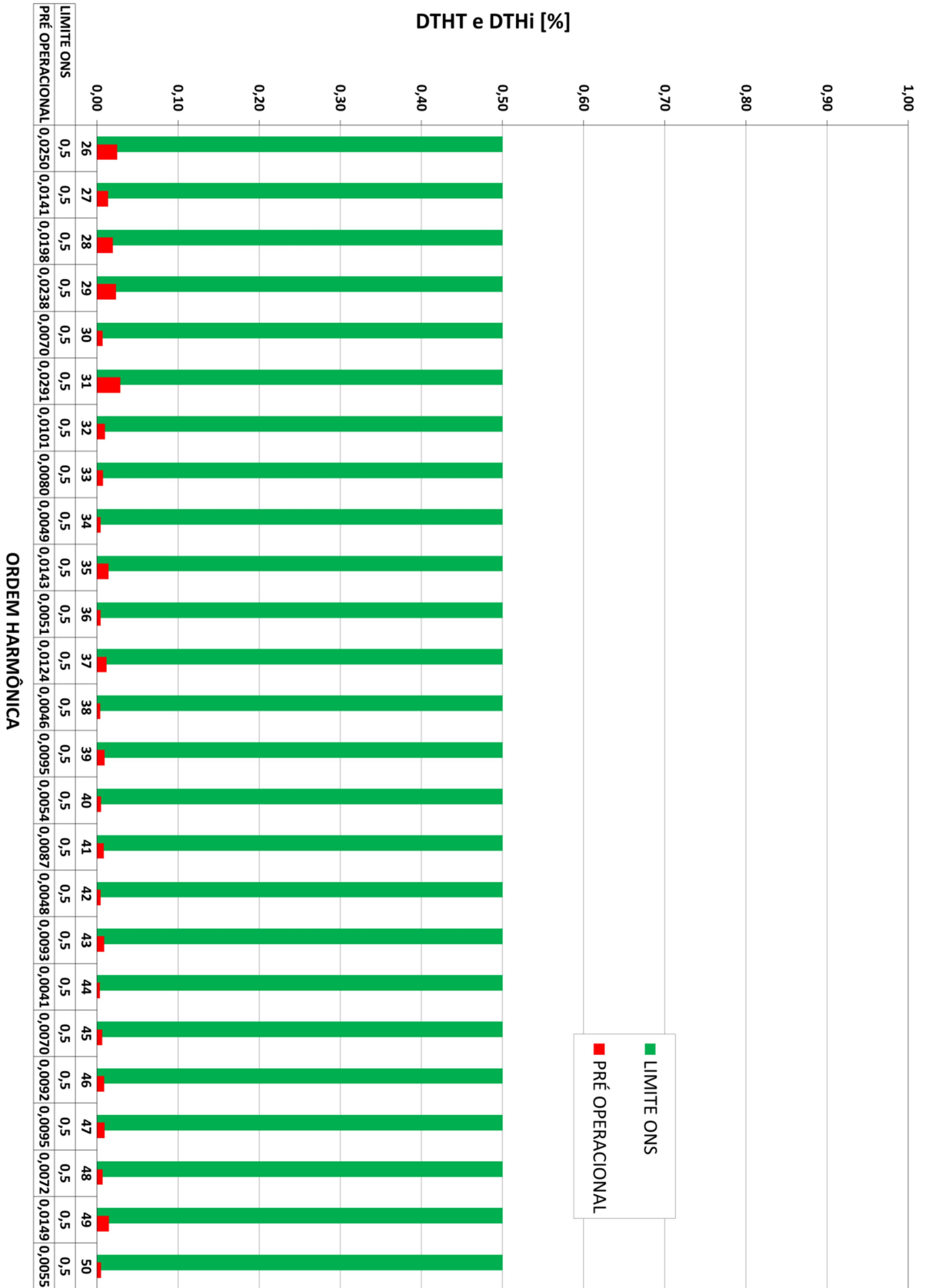
	Max	95%
AV HG41 AVG	0.01055	0.007778
BV HG41 AVG	0.01021	0.007826
CV HG41 AVG	0.01174	0.008704
AV HG42 AVG	0.005815	0.004547
BV HG42 AVG	0.005781	0.004817
CV HG42 AVG	0.006112	0.004640
AV HG43 AVG	0.009904	0.009346
BV HG43 AVG	0.008198	0.007576
CV HG43 AVG	0.009937	0.009164
AV HG44 AVG	0.005195	0.003573
BV HG44 AVG	0.005556	0.003742
CV HG44 AVG	0.006153	0.004056
AV HG45 AVG	0.007861	0.006423
BV HG45 AVG	0.008650	0.006969
CV HG45 AVG	0.009555	0.006859
AV HG46 AVG	0.007106	0.005512
BV HG46 AVG	0.007850	0.006349
CV HG46 AVG	0.01181	0.009170
AV HG47 AVG	0.01349	0.009545
BV HG47 AVG	0.009999	0.007609
CV HG47 AVG	0.01413	0.009487
AV HG48 AVG	0.006292	0.005645
BV HG48 AVG	0.007654	0.006761
CV HG48 AVG	0.008294	0.007198
AV HG49 AVG	0.02016	0.01492
BV HG49 AVG	0.01645	0.01183
CV HG49 AVG	0.01791	0.01063
AV HG50 AVG	0.005850	0.004776
BV HG50 AVG	0.006413	0.005188
CV HG50 AVG	0.007079	0.005537

### APÊNDICE L: Resultados da Medição – Pré-Operacional

- Espectro com DTHT e DTHi da 2ª até 25ª ordem no PAC

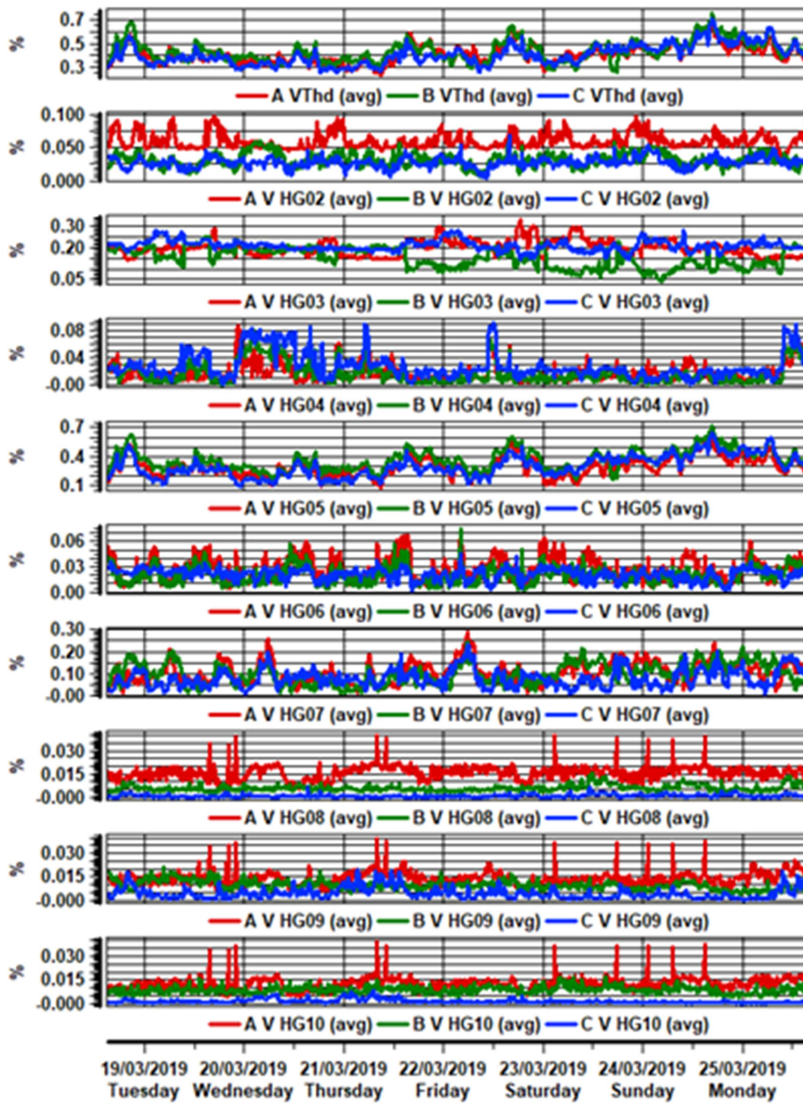


- Espectro com DTHI da 26ª até 50ª ordem no PAC



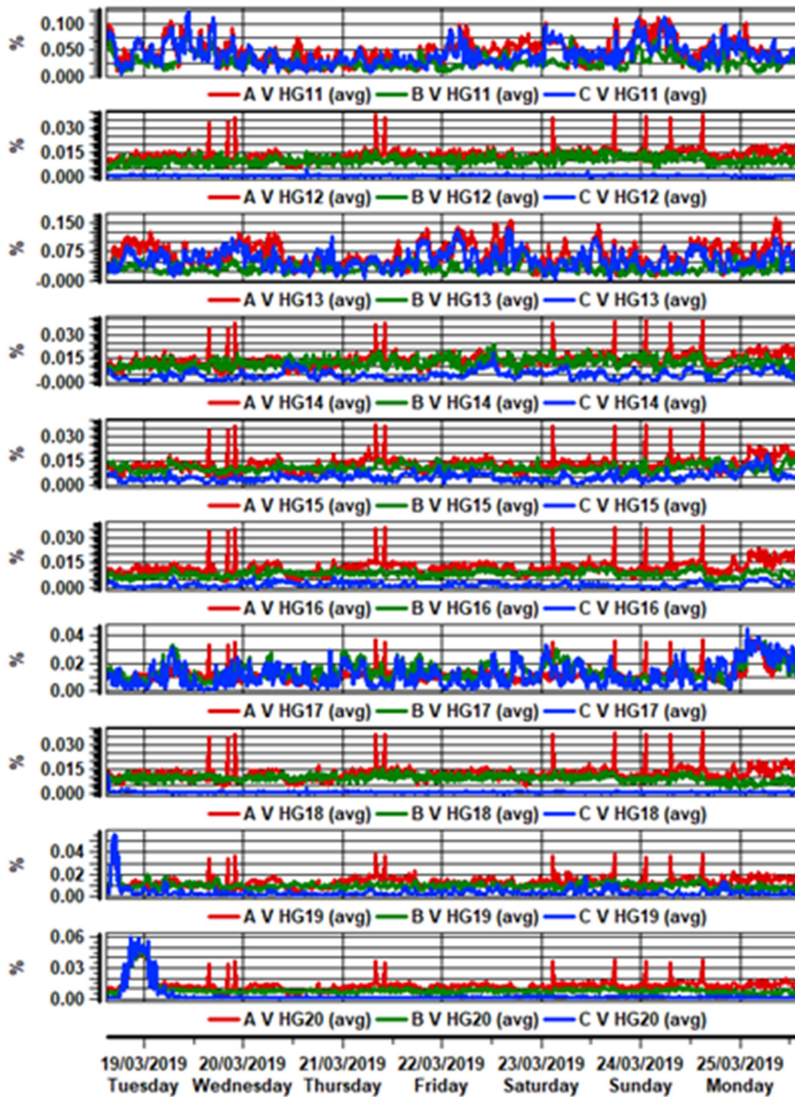
**APÊNDICE M: Medição Pós-Operacional – Formas de Onda**

- Período de Medição: 18/03/2019 – 25/03/2019
- DTHT e DTHI da 2ª ordem até a 10ª ordem



	Max	95%
AVThd AVG	0.6972	0.5640
BVThd AVG	0.7558	0.6158
CVThd AVG	0.7127	0.5628
AV HG02 AVG	0.09695	0.08363
BV HG02 AVG	0.06641	0.04969
CV HG02 AVG	0.06918	0.04110
AV HG03 AVG	0.3305	0.2638
BV HG03 AVG	0.2522	0.2131
CV HG03 AVG	0.2811	0.2583
AV HG04 AVG	0.08864	0.04722
BV HG04 AVG	0.08267	0.05477
CV HG04 AVG	0.09238	0.07494
AV HG05 AVG	0.6135	0.4809
BV HG05 AVG	0.7170	0.5648
CV HG05 AVG	0.6576	0.4910
AV HG06 AVG	0.06796	0.05292
BV HG06 AVG	0.07449	0.03750
CV HG06 AVG	0.04543	0.03031
AV HG07 AVG	0.2873	0.1918
BV HG07 AVG	0.2456	0.1843
CV HG07 AVG	0.2354	0.1617
AV HG08 AVG	0.03994	0.02092
BV HG08 AVG	0.01580	0.009827
CV HG08 AVG	0.007000	0.002605
AV HG09 AVG	0.03939	0.02075
BV HG09 AVG	0.02139	0.01497
CV HG09 AVG	0.01931	0.01220
AV HG10 AVG	0.03918	0.01744
BV HG10 AVG	0.01712	0.01236
CV HG10 AVG	0.008077	0.004311

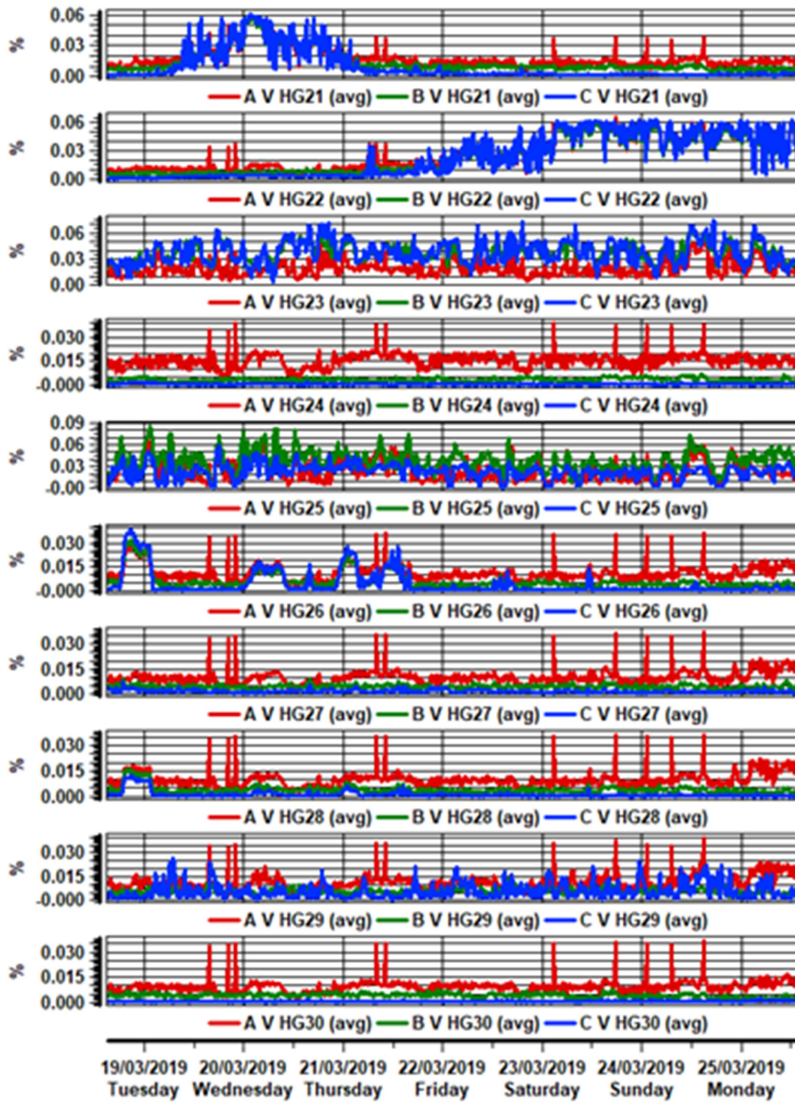
- Período de Medição: 18/03/2019 – 25/03/2019
- DTHI da 11ª ordem até a 20ª ordem



	Max	95%
AV HG11 AVG	0.1199	0.09259
BV HG11 AVG	0.08718	0.05213
CV HG11 AVG	0.1213	0.08177
AV HG12 AVG	0.03810	0.01805
BV HG12 AVG	0.01731	0.01475
CV HG12 AVG	0.004493	0.001121
AV HG13 AVG	0.1614	0.1153
BV HG13 AVG	0.07618	0.05526
CV HG13 AVG	0.1343	0.09623
AV HG14 AVG	0.03895	0.02024
BV HG14 AVG	0.02405	0.01808
CV HG14 AVG	0.01852	0.009619
AV HG15 AVG	0.03790	0.01992
BV HG15 AVG	0.01902	0.01497
CV HG15 AVG	0.01902	0.01047
AV HG16 AVG	0.03693	0.01895
BV HG16 AVG	0.01358	0.01132
CV HG16 AVG	0.006565	0.004309
AV HG17 AVG	0.03800	0.02426
BV HG17 AVG	0.03672	0.02738
CV HG17 AVG	0.04504	0.02842
AV HG18 AVG	0.03776	0.01732
BV HG18 AVG	0.01526	0.01252
CV HG18 AVG	0.01144	0.001212
AV HG19 AVG	0.05325	0.01935
BV HG19 AVG	0.05280	0.01413
CV HG19 AVG	0.05582	0.008899
AV HG20 AVG	0.05720	0.01937
BV HG20 AVG	0.05659	0.01270
CV HG20 AVG	0.06004	0.01147

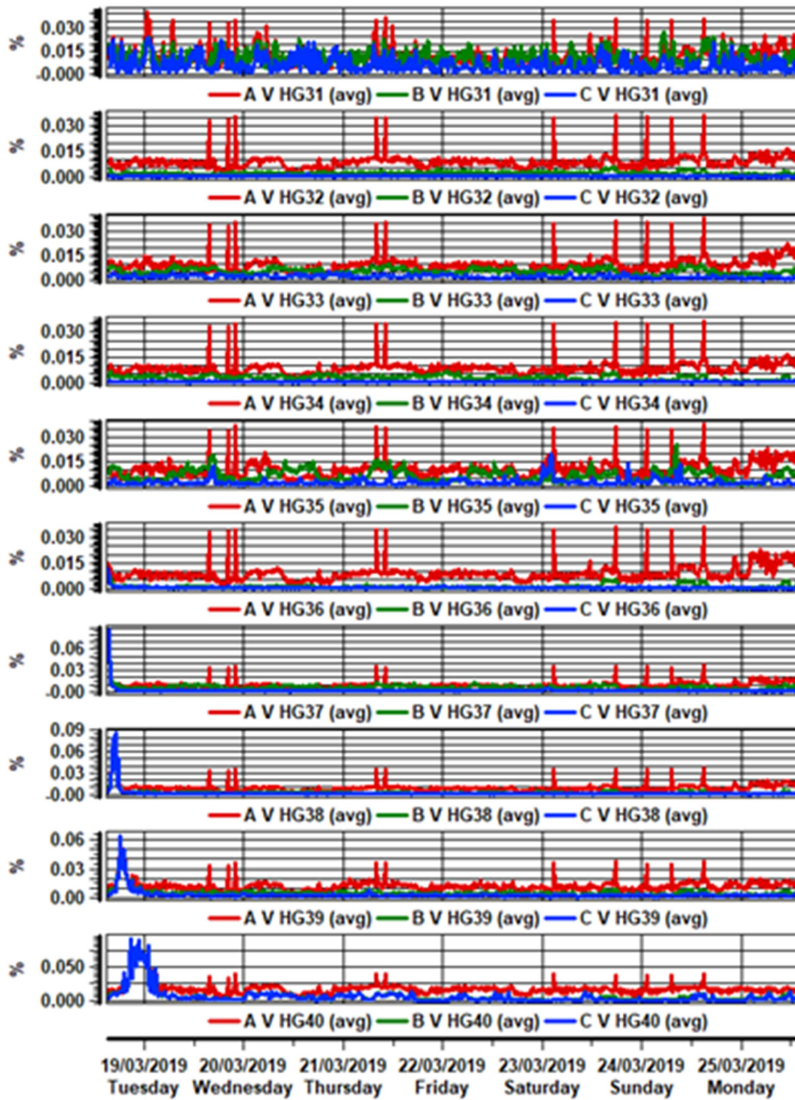


- Período de Medição: 18/03/2019 – 25/03/2019
- DTHI da 21ª ordem até a 30ª ordem



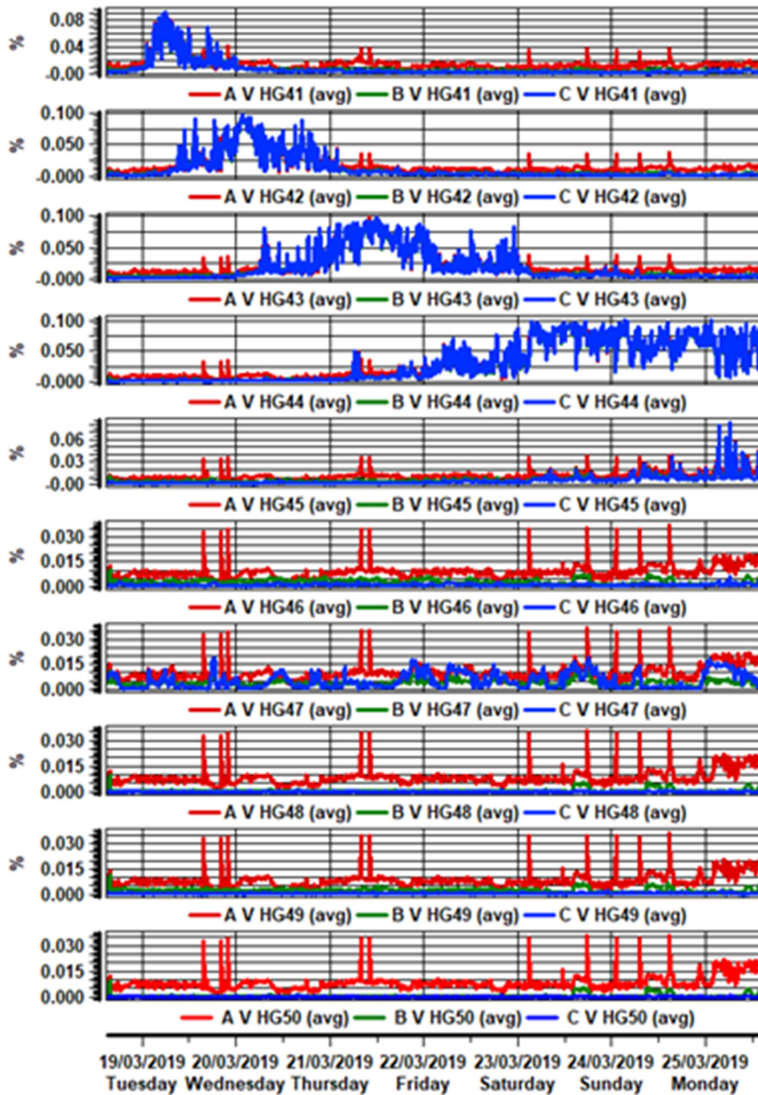
	Max	95%
AV HG21 AVG	0.05917	0.04526
BV HG21 AVG	0.05727	0.04551
CV HG21 AVG	0.06031	0.04779
AV HG22 AVG	0.06548	0.05776
BV HG22 AVG	0.06026	0.05615
CV HG22 AVG	0.06358	0.05940
AV HG23 AVG	0.05985	0.03952
BV HG23 AVG	0.06415	0.05418
CV HG23 AVG	0.07463	0.05941
AV HG24 AVG	0.03934	0.02068
BV HG24 AVG	0.006735	0.005224
CV HG24 AVG	0.002387	0.000912
AV HG25 AVG	0.06475	0.05073
BV HG25 AVG	0.08558	0.06391
CV HG25 AVG	0.06006	0.04053
AV HG26 AVG	0.03715	0.02068
BV HG26 AVG	0.03223	0.01846
CV HG26 AVG	0.03920	0.02430
AV HG27 AVG	0.03736	0.01735
BV HG27 AVG	0.008873	0.006481
CV HG27 AVG	0.007122	0.003473
AV HG28 AVG	0.03610	0.01788
BV HG28 AVG	0.01621	0.007360
CV HG28 AVG	0.01239	0.004571
AV HG29 AVG	0.03954	0.02031
BV HG29 AVG	0.01431	0.008966
CV HG29 AVG	0.02723	0.01679
AV HG30 AVG	0.03673	0.01344
BV HG30 AVG	0.007798	0.005939
CV HG30 AVG	0.002131	0.001138

- Período de Medição: 18/03/2019 – 25/03/2019
- DTHI da 31ª ordem até a 40ª ordem



	Max	95%
AV HG31 AVG	0.04058	0.02311
BV HG31 AVG	0.02769	0.02079
CV HG31 AVG	0.02448	0.01634
AV HG32 AVG	0.03607	0.01291
BV HG32 AVG	0.005757	0.003786
CV HG32 AVG	0.001785	0.000759
AV HG33 AVG	0.03783	0.01585
BV HG33 AVG	0.01029	0.008555
CV HG33 AVG	0.005998	0.004285
AV HG34 AVG	0.03648	0.01317
BV HG34 AVG	0.006941	0.005145
CV HG34 AVG	0.001644	0.000996
AV HG35 AVG	0.03789	0.01819
BV HG35 AVG	0.02600	0.01253
CV HG35 AVG	0.01984	0.005566
AV HG36 AVG	0.03617	0.01790
BV HG36 AVG	0.01155	0.004040
CV HG36 AVG	0.01147	0.001089
AV HG37 AVG	0.08595	0.01681
BV HG37 AVG	0.08604	0.009948
CV HG37 AVG	0.08711	0.002152
AV HG38 AVG	0.08528	0.01640
BV HG38 AVG	0.08512	0.004665
CV HG38 AVG	0.08646	0.002219
AV HG39 AVG	0.06385	0.01825
BV HG39 AVG	0.06307	0.008057
CV HG39 AVG	0.06386	0.005137
AV HG40 AVG	0.09066	0.02314
BV HG40 AVG	0.09035	0.01345
CV HG40 AVG	0.09183	0.01304

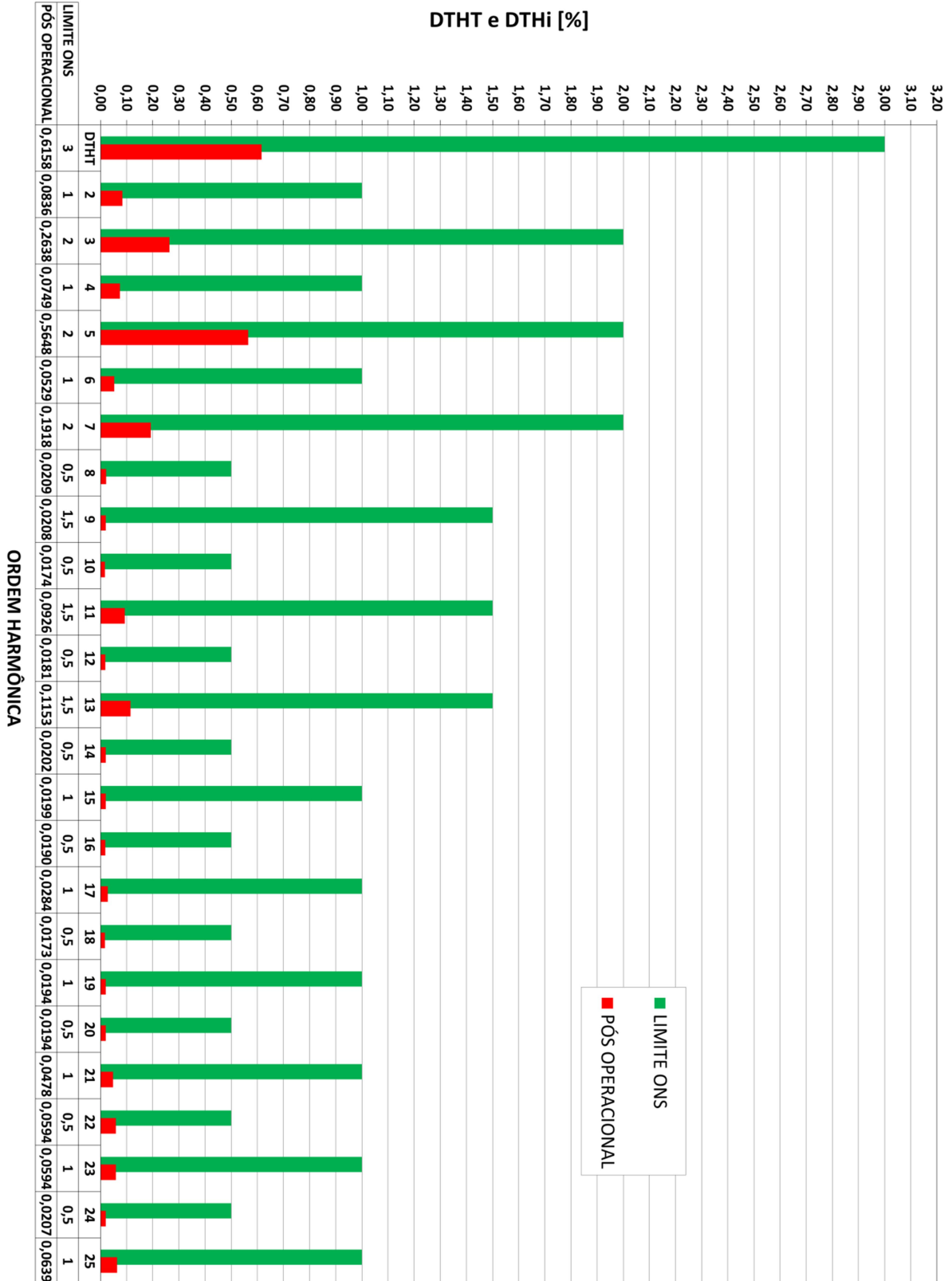
- Período de Medição: 18/03/2019 – 25/03/2019
- DTHI da 41ª ordem até a 50ª ordem



	Max	95%
AV HG41 AVG	0.09123	0.03755
BV HG41 AVG	0.08906	0.03364
CV HG41 AVG	0.09100	0.03387
AV HG42 AVG	0.09697	0.06378
BV HG42 AVG	0.09525	0.06270
CV HG42 AVG	0.09725	0.06351
AV HG43 AVG	0.09719	0.07760
BV HG43 AVG	0.09644	0.07630
CV HG43 AVG	0.09760	0.07734
AV HG44 AVG	0.1010	0.08872
BV HG44 AVG	0.1003	0.08871
CV HG44 AVG	0.1019	0.08987
AV HG45 AVG	0.08134	0.02110
BV HG45 AVG	0.08174	0.01454
CV HG45 AVG	0.08308	0.01370
AV HG46 AVG	0.03738	0.01607
BV HG46 AVG	0.01054	0.005744
CV HG46 AVG	0.006132	0.002084
AV HG47 AVG	0.03707	0.01906
BV HG47 AVG	0.01138	0.006956
CV HG47 AVG	0.01944	0.01436
AV HG48 AVG	0.03584	0.01761
BV HG48 AVG	0.009760	0.003668
CV HG48 AVG	0.001355	0.000439
AV HG49 AVG	0.03634	0.01629
BV HG49 AVG	0.01165	0.004612
CV HG49 AVG	0.001916	0.001094
A V HG50 (avg)	0.03584	0.01761
B V HG50 (avg)	0.009760	0.003668
C V HG50 (avg)	0.001355	0.000439

## APÊNDICE N: Resultados da Medição – Pós-Operacional

- Espectro com DTHT e DTHi da 2ª até 25ª ordem no PAC



- Espectro com DTHI da 26ª até 50ª ordem no PAC

