

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO INTEGRADA AO
PROCESSAMENTO E DIAGNÓSTICO DO DESEMPENHO DE
PARÂMETROS ELÉTRICOS NO CONTEXTO DE REDES
INTELIGENTES**

MATHEUS FERREIRA ZAMBRONI DE SOUZA

ITAJUBÁ – MG

Mai 2017

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

MATHEUS FERREIRA ZAMBRONI DE SOUZA

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO INTEGRADA AO
PROCESSAMENTO E DIAGNÓSTICO DO DESEMPENHO DE
PARÂMETROS ELÉTRICOS NO CONTEXTO DE REDES
INTELIGENTES**

Dissertação submetida à Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Paulo Fernando Ribeiro

Co-orientador: Carlos Augusto Duque

ITAJUBÁ – MG

Mai 2017

AGRADECIMENTOS

Agradeço a primeiramente a Deus pelos meus dons e pela oportunidade de continuar os meus estudos e de ter um ambiente de trabalho tão saudável para realizá-los.

Agradeço aos meus pais, Antonio Carlos e Marli, por todo o amor incondicional que eu recebo deles. Se pude chegar aonde eu cheguei, foi por todo o esforço que fizeram para que eu pudesse ter uma boa educação, tanto acadêmica quanto social. Sempre me apoiaram em minhas decisões, sendo meus dois pilares em todas as fases da minha vida.

A nossa secretária Roseneide Xavier, por todos os anos que trabalha lá em casa. Certamente que o tratamento de filho que ela sempre me deu ajudou a me moldar.

Ao meu orientador Prof. Paulo Fernando Ribeiro, por me proporcionar a oportunidade de ser seu aluno. Sempre me atendeu com atenção, boa vontade e sempre me apoiava quando eu surgia com alguma ideia neste trabalho, o que me proporcionou a oportunidade de crescer como pesquisador. Seus exemplos também me mostraram o ser humano que habita o renomado pesquisador.

Ao coorientador Prof. Carlos Augusto Duque pela sua boa vontade e disposição que muito contribuíram a este trabalho.

A minha namorada Leliany Faria, por todo seu amor e carinho.

Aos meus amigos, gosto de dizer que não tenho muitos mas tenho os melhores, Yuri Reis, Maíra Ribas, Thomas Seixas, Bruno Nadai, Diogo Marujo, Paulo Victor, Natanael, Gabriel Alvarenga, Edith Arca, Juliana Ribas, Thais Presses, Lucas Ramalho, João Neto. Agradeço a cada um de vocês por todo o carinho, os momentos e a oportunidade de crescer como ser humano que todos vocês me proporcionaram.

Aos professores da UNIFEI e aos funcionários da mesma, que me proporcionaram a oportunidade de fazer minha graduação aqui e agora o meu mestrado.

Aos meus familiares que participaram desta trajetória, alguns não se encontram mais entre nós, meu muito obrigado.

À CAPES pelo apoio financeiro.

*"If I have seen further, is by standing on the shoulders
of giants."*

(Isaac Newton)

RESUMO

Os sistemas elétricos de potência têm experimentado mudanças significativas ao longo dos últimos anos. A crescente inserção de energia por fontes renováveis tende a mudar a matriz energética, introduzindo novos conceitos, como redes ativas e microrredes.

O uso de fontes renováveis é muito comum nessas redes, que podem operar conectadas à rede convencional ou ilhada. Quando na condição ilhada, trata-se de um sistema mais fraco, i.e., com baixa capacidade de curto-circuito, sujeita a sofrer grandes impactos diante de contingências. Isso faz com que o monitoramento das condições operativas da rede seja de grande importância.

Este trabalho foca no estudo do monitoramento da qualidade de microrredes. A principal contribuição deste trabalho reside no desenvolvimento de duas ferramentas para monitoramento da rede. Uma é em uma janela de tempo executada no *Simulink*, que usa o filtro *Discrete-Time Wavelet Transform* (DTWT), para decompor a forma de onda em diferentes níveis de frequência. O monitoramento desses diferentes níveis, pode ser usado para detectar contingências na rede. Também foi proposto o monitoramento da distorção harmônica total (THD) das três fases de uma barra de interesse. Isso permite a entrega automatizada de um diagnóstico que avalia se a rede está operando em condições aceitáveis ou não.

A outra ferramenta desenvolvida em uma interface do MATLAB, tem a proposta de decompor as formas de onda das tensões trifásicas através da ferramenta de processamento de sinais *Wavelet Packet Tree* (WPT), resultando em uma melhor visualização da fundamental e das harmônicas de maiores magnitudes em um dado intervalo de tempo. A ferramenta ainda permite visualizar o espectro de frequência no período selecionado e a amplitude de cada frequência ao longo do período de operação em um gráfico tempo - frequência.

Os resultados mostraram eficiência em ambas ferramentas desenvolvidas.

Palavras-chave: Microrredes, harmônicos, processamento de sinais.

ABSTRACT

Electrical power systems have been experiencing significant changes in the latest years. The increasing insertion of energy through renewable sources tends to change the energy matrix, introducing new concepts such as active grids and microgrids.

The use of renewable sources is very common in those grids, that can operate connected or islanded. In the islanded condition, the grid is weaker, i. e., has a low short-circuit level, which leads to higher sensitivity to contingencies. For this reason, the monitoring of its operational conditions is very important.

This work focuses in the study of monitoring the power quality of microgrids. The main contribution of this work resides on the development of two tools to monitor the grid. One is executed in real-time on *Simulink*, which uses the filter *Discrete-Time Wavelet Transform* (DTWT), to decompose the waveform in different levels of frequency. The monitoring of those levels, can be used to detect contingencies on the grid. It was also proposed the monitoring of the total harmonic distortion (THD) in the three phases of a bus of interest. This allows an automated diagnosis which evaluates whether the grid is operating under acceptable conditions or not.

As for the other tool, developed in a MATLAB graphical interface, has the proposal to decompose the waveforms of the three-phase voltage through the signal processing tool *Wavelet Packet Tree* (WPT), providing a better visualization of the fundamental and the harmonics of higher magnitudes in a given interval. It also allows to visualize the frequency spectrum and the amplitude of each frequency component during the operating period, in a graph time vs frequency.

The results showed efficiency in both tools developed.

Key-words: Microgrids, harmonics, signal processing.

Sumário

AGRADECIMENTOS	ii
RESUMO.....	iv
ABSTRACT.....	v
Sumário.....	vi
Lista de Figuras.....	x
Lista de Tabelas	xix
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Revisão Bibliográfica	2
1.2 Motivação, Objetivos e Contribuição	7
1.3 Estrutura do Trabalho	8
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS E MODELO DA REDE	10
2.1 Sistemas de Distribuição Ilhados	10
2.2 Harmônicos	11
2.2.1 Elementos que Causam Harmônicos.....	11
2.2.2 Transformada de Fourier.....	13
2.2.3 Distorção Harmônica Total (THD).....	15
2.3 Processamento de sinais.....	15
2.3.1 Wavelets.....	16
2.3.1.1 Família de <i>Wavelets</i>	17
2.3.1.1.1 Haar	17
2.3.1.1.2 Daubechies	17
2.3.1.1.3 Biorthogonal.....	18
2.3.1.1.4 Coiflets	19

2.3.1.1.5	Symlets.....	19
2.3.1.1.6	Morlet.....	20
2.3.1.1.7	Mexican Hat.....	21
2.3.1.1.8	Meyer	21
2.3.1.2	Resumo das Famílias <i>Wavelets</i>	22
2.3.1.3	Regularidade	23
2.3.2	Transformada Wavelet Contínua (CWT).....	23
2.3.3	Transformada Wavelet Discreta (DWT).....	25
2.3.3.1	Transformada <i>Wavelet</i> no Tempo Discreto (DTWT)	28
2.3.3.2	<i>Wavelet</i> Packet Tree (WPT).....	30
2.4	Modelo dos Componentes	32
2.4.1	Geração Despachável.....	32
2.4.2	Geração Eólica	33
2.4.2.1	Modelagem Estática da Turbina Eólica	33
2.4.2.2	Modelagem Dinâmica da Turbina Eólica	35
2.4.3	Modelo π de Linhas.....	37
2.4.4	Cargas.....	37
3.	METODOLOGIA E TESTES.....	39
3.1	Considerações Iniciais	39
3.2	IEEE 13 Barras de Distribuição Modificado	40
3.2.1	Elementos Elétricos do Sistema.....	41
3.2.1.1	Fonte do Sistema.....	41
3.2.1.2	Linhas.....	42
3.2.1.3	Cargas.....	43
3.2.1.4	Capacitores.....	44

3.2.1.5	Turbina Eólica.....	45
3.2.1.6	Transformadores	47
3.2.1.7	Medidores.....	47
3.2.2	DTWT	48
3.2.3	THD	52
3.3	Simulações	52
3.3.1	Simulação Inicial.....	54
3.3.2	Sag Monofásico de 30% Fase A	54
3.3.3	Sag Monofásico de 50% na Fase A	55
3.3.4	Sag Monofásico de 70% na Fase A	55
3.3.5	Curto-Circuito Sólido na Fase A.....	55
3.3.6	Curto Bifásico nas Fases A e B.....	55
3.3.7	Curto Trifásico	55
3.3.8	Abertura de Chave Trifásica	56
3.4	Decomposição de Harmônicos Usando a WPT.....	56
3.5	Mapa de Calor Tempo vs Harmônicos vs Amplitude.....	60
4.	INTERFACES GRÁFICAS	65
4.1	Primeira Interface	65
4.2	Segunda Interface	66
4.3	Terceira Interface.....	69
5.	RESULTADOS	70
5.1	Resultados das Simulações	70
5.1.1	Simulação Inicial.....	70
5.1.2	Sag Monofásico de 30% na Fase A	71
5.1.3	Sag Monofásico de 50% na Fase A	76

5.1.4	Sag Monofásico de 70% na Fase A	81
5.1.5	Curto-Circuito Sólido na Fase A.....	85
5.1.6	Curto Bifásico nas Fases A e B.....	89
5.1.7	Curto Trifásico	94
5.1.8	Abertura de Chave Trifásica	99
5.2	Resultado do Processamento de Sinais.....	103
5.2.1	Sag Monofásico de 30% na Fase A	103
5.2.2	Sag Monofásico de 50% na Fase A	113
5.2.3	Sag Monofásico de 70% na Fase A	117
5.2.4	Curto-Circuito Sólido na Fase A.....	121
5.2.5	Curto Bifásico nas Fases A e B.....	125
5.2.6	Curto Trifásico	129
5.2.7	Abertura de Chave Trifásica	133
6.	CONCLUSÃO.....	136
	Trabalhos Futuros	139
	ARTIGOS PUBLICADOS.....	140
	REFERÊNCIAS.....	141

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Estrutura do trabalho.....	9
Figura 2.1 - Modelo de microrrede [20].....	11
Figura 2.2 - Modelo de carga não linear.....	12
Figura 2.3 - Função ao longo do tempo.....	13
Figura 2.4 – Espectro de frequência	14
Figura 2.5 - Espectro de frequência em escala logarítmica.....	14
Figura 2.6 - Haar Wavelet	17
Figura 2.7 - Família Daubechies	18
Figura 2.8 – Família Biorthogonal	18
Figura 2.9 – Família Coiflets.....	19
Figura 2.10 - Família Symlets	20
Figura 2.11 – Morlet Wavelet.....	20
Figura 2.12 - Mexican Hat Wavelet	21
Figura 2.13 – Meyer Wavelet.....	22
Figura 2.14 - Sinal no tempo	24
Figura 2.15 - CWT resultante	24
Figura 2.16 - Banco de filtros.....	26
Figura 2.17 - Exemplo de Downsample	26
Figura 2.18 - Saída do Filtro DWT	27
Figura 2.19 - Relação Tempo-Frequência	28
Figura 2.20 - DTWT de três níveis.....	28
Figura 2.21 – Resposta de magnitude da DWT.....	29
Figura 2.22 – WPT de dois níveis	30
Figura 2.23 – Resposta de magnitude da WPT	31

Figura 2.24 - Estrutura da WPT.....	31
Figura 2.25 - Curva de potência da turbina eólica em função da velocidade do vento [48]	35
Figura 2.26 - Modelos dinâmicos de turbina eólica	36
Figura 2.27 - Modelo Pi.....	37
Figura 3.1- Diagrama unifilar do sistema IEEE 13 barras de distribuição.....	40
Figura 3.2 - Sistema IEEE 13 barras modificado no Simulink	41
Figura 3.3 - Subsistema "Conv de 6 pulsos Carga 1.2 [MW]"	44
Figura 3.4 – Subsistema “Wind Farm”.....	45
Figura 3.5 - Parte mecânica e elétrica da turbina	46
Figura 3.6 - Sistema de controle e saídas da turbina	46
Figura 3.7 - Subsistema “Power-Flow Results”	48
Figura 3.8 - Subsistema "DTWT"	49
Figura 3.9 - Filtro DTWT de oito níveis	49
Figura 3.10 - Resposta dos filtros que compõem a DWT de oito níveis.....	50
Figura 3.11 - Resposta dos filtros de baixa frequência	51
Figura 3.12 - Subsistema "THD".....	52
Figura 3.13 – Interface para entrar com os parâmetros do bloco Three-Phase Fault	53
Figura 3.14 - Estrutura da WPT de oito níveis.....	57
Figura 3.15 - Função no tempo.....	61
Figura 3.16 - Tempo vs Harmônico vs Amplitude dB/Hz com janela de 3 ciclos.....	62
Figura 3.17 - Mapa de calor para janela de 3 ciclos	62
Figura 3.18 - Tempo vs Harmônico vs Amplitude dB/Hz com janela de 1 ciclo	63
Figura 3.19 - Mapa de calor para janela de 1 ciclo.....	63
Figura 3.20 - Tempo vs Harmônico vs Amplitude dB/Hz com janela de 12 ciclos.....	64
Figura 3.21 - Mapa de calor para janela de 12 ciclos	64

Figura 4.1 - Primeira interface.....	65
Figura 4.2 - Resposta do botão 'Browse' da primeira interface	65
Figura 4.3 - Interface 2	66
Figura 4.4 - Períodos de análise	67
Figura 4.5 - Resposta da interface ao período escolhido.....	67
Figura 4.6 - Sinal original vs Fundamental de 0,8 a 1,0 segundos.....	68
Figura 4.7 - Espectro de frequência de 0,8 a 1,0 segundos	68
Figura 4.8 - Interface 3	69
Figura 5.1 - Geração de potências da turbina na simulação inicial	71
Figura 5.2 - Geração da turbina quando ocorre um sag de 30% na fase A	72
Figura 5.3 – DTWT da fase A quando ocorre um sag de 30% na fase A	72
Figura 5.4 – DTWT da fase B quando ocorre um sag de 30% na fase A.....	73
Figura 5.5 - DTWT da fase C quando ocorre um sag de 30% na fase A	73
Figura 5.6 - Coeficiente $cD2$ da fase A quando ocorre um sag de 30% na fase A.....	74
Figura 5.7 - $cD6$ das três fases quando ocorre um sag de 30% na fase A.....	74
Figura 5.8 - THD das três fases quando ocorre um sag de 30% na fase A	75
Figura 5.9 - Diagnóstico da THD das três fases quando ocorre um sag de 30% na fase A	76
Figura 5.10 - Geração da turbina quando ocorre um sag de 50% na fase A	77
Figura 5.11 - DTWT da fase A quando ocorre um sag de 50% na fase A	77
Figura 5.12 - DTWT da fase B quando ocorre um sag de 50% na fase A	78
Figura 5.13 - DTWT da fase C quando ocorre um sag de 50% na fase A	78
Figura 5.14 - Coeficiente $cD2$ da fase A quando ocorre um sag de 50% na fase A.....	79
Figura 5.15 - Coeficiente $cD6$ da fase A quando ocorre um sag de 50% na fase A.....	79
Figura 5.16 - THD das três fases quando ocorre um sag de 50% na fase A	80
Figura 5.17 - Diagnóstico da THD das três fases quando ocorre um sag de 50% na fase A ...	80

Figura 5.18 - Geração da turbina quando ocorre um sag de 70% na fase A	81
Figura 5.19 - DTWT da fase A quando ocorre um sag de 70% na fase A	82
Figura 5.20 - DTWT da fase B quando ocorre um sag de 70% na fase A	82
Figura 5.21 - DTWT da fase C quando ocorre um sag de 70% na fase A	83
Figura 5.22 - Coeficiente $cD2$ da fase A quando ocorre um sag de 70% na fase A.....	83
Figura 5.23 - Coeficiente $cD6$ da fase A quando ocorre um sag de 70% na fase A.....	84
Figura 5.24 - THD das três fases quando ocorre um sag de 70% na fase A	84
Figura 5.25 - Diagnóstico da THD das três fases quando ocorre um sag de 70% na fase A ...	85
Figura 5.26 - Geração da turbina quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A	85
Figura 5.27 - DTWT da fase A quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A	86
Figura 5.28 - DTWT da fase B quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A	87
Figura 5.29 - DTWT da fase C quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A	87
Figura 5.30 - Coeficiente $cD2$ da fase A quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A ..	88
Figura 5.31 - Coeficiente $cD6$ da fase A quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A ..	88
Figura 5.32 - THD das três fases quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A	89
Figura 5.33 - Diagnóstico da THD das três fases quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A	89
Figura 5.34 - Geração da turbina quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B	90
Figura 5.35 - DTWT da fase A quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B	91
Figura 5.36 - DTWT da fase B quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B	91
Figura 5.37 - DTWT da fase C quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B	92
Figura 5.38 - Coeficiente $cD2$ da fase A quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B...	92
Figura 5.39 - $cD6$ das três fases quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B	93
Figura 5.40 - THD das três fases quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B	93
Figura 5.41 - Diagnóstico da THD das três fases quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B.....	94

Figura 5.42 - Geração da turbina quando ocorre um curto trifásico.....	95
Figura 5.43 - DTWT da fase A quando ocorre um curto trifásico	95
Figura 5.44 - DTWT da fase B quando ocorre um curto trifásico.....	96
Figura 5.45 - DTWT da fase C quando ocorre um curto trifásico.....	96
Figura 5.46 - Coeficiente cD2 da fase A quando ocorre um curto trifásico.....	97
Figura 5.47 - cD6 das três fases quando ocorre um curto trifásico	97
Figura 5.48 - THD das três fases quando ocorre um curto trifásico.....	98
Figura 5.49 - Diagnóstico da THD das três fases quando ocorre um curto trifásico	98
Figura 5.50 - Geração da turbina quando a chave trifásica abre	99
Figura 5.51 - DTWT da fase A quando a chave trifásica abre	100
Figura 5.52 - DTWT da fase B quando a chave trifásica abre	100
Figura 5.53 - DTWT da fase C quando a chave trifásica abre	101
Figura 5.54 - cD8 das três fases quando a chave trifásica abre.....	101
Figura 5.55 - THD das três fases quando a chave trifásica abre	102
Figura 5.56 - Diagnóstico da THD das três fases quando a chave trifásica abre	102
Figura 5.57 - Harmônicos de maior ordem no período de 0 a 0,2 segundos, com sag de 30% na fase A.....	103
Figura 5.58 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0 a 0,2 segundos, com sag de 30% na fase A.....	104
Figura 5.59 - Espectro de frequência das fases no período de 0 a 0,2 segundos, com sag de 30% na fase A.....	104
Figura 5.60 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 30% na fase A.....	105
Figura 5.61 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 30% na fase A.....	105
Figura 5.62 - Espectro de frequência das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 30% na fase A.....	106

Figura 5.63 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 30% na fase A	107
Figura 5.64 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 30% na fase A	107
Figura 5.65 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 30% na fase A	108
Figura 5.66 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,6 a 0,8 segundos, com sag de 30% na fase A	109
Figura 5.67 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,6 a 0,8 segundos, com sag de 30% na fase A	109
Figura 5.68 - Espectro de frequência das fases no período de 0,6 a 0,8 segundos, com sag de 30% na fase A	110
Figura 5.69 - Mapa de calor tempo vs frequência com sag de 30% na fase A, usando janela de 1 ciclo para análise	111
Figura 5.70 - Mapa de calor tempo vs frequência com sag de 30% na fase A, usando janela de 3 ciclos para análise	111
Figura 5.71 - Mapa de calor tempo vs frequência com sag de 30% na fase A, usando janela de 6 ciclos para análise	112
Figura 5.72 - Mapa de calor tempo vs frequência com sag de 30% na fase A, usando janela de 12 ciclos para análise	113
Figura 5.73 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 50% na fase A	114
Figura 5.74 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 50% na fase A	114
Figura 5.75 - Espectro de frequência das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 50% na fase A	115
Figura 5.76 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 50% na fase A	115

Figura 5.77 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 50% na fase A.....	116
Figura 5.78 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 50% na fase A.....	116
Figura 5.79 - Mapa de calor tempo vs frequência com sag de 50% na fase A, usando janela de 3 ciclos para análise.....	117
Figura 5.80 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 70% na fase A.....	118
Figura 5.81 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 70% na fase A.....	118
Figura 5.82 - Espectro de frequência das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 70% na fase A.....	119
Figura 5.83 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 70% na fase A.....	119
Figura 5.84 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 70% na fase A.....	120
Figura 5.85 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 70% na fase A.....	120
Figura 5.86 - Mapa de calor tempo vs frequência com sag de 70% na fase A, usando janela de 3 ciclos para análise.....	121
Figura 5.87 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto-circuito sólido na fase A.....	122
Figura 5.88 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto-circuito sólido na fase A.....	122
Figura 5.89 - Espectro de frequência das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto-circuito sólido na fase A.....	123
Figura 5.90 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto-circuito sólido na fase A.....	123

Figura 5.91 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto-circuito sólido na fase A.....	124
Figura 5.92 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto-circuito sólido na fase A.....	124
Figura 5.93 - Mapa de calor tempo vs frequência com curto-circuito sólido na fase A, usando janela de 3 ciclos para análise.....	125
Figura 5.94 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto bifásico nas fases A e B.....	126
Figura 5.95 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto bifásico nas fases A e B.....	126
Figura 5.96 - Espectro de frequência das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto bifásico nas fases A e B.....	127
Figura 5.97 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto bifásico nas fases A e B.....	127
Figura 5.98 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto bifásico nas fases A e B.....	128
Figura 5.99 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto bifásico nas fases A e B.....	128
Figura 5.100 - Mapa de calor tempo vs frequência com curto bifásico nas fases A e B, usando janela de 3 ciclos para análise.....	129
Figura 5.101 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto trifásico.....	130
Figura 5.102 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto trifásico.....	130
Figura 5.103 - Espectro de frequência das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto trifásico.....	131
Figura 5.104 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto trifásico.....	131

Figura 5.105 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto trifásico	132
Figura 5.106 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto trifásico	132
Figura 5.107 - Mapa de calor tempo vs frequência com curto trifásico, usando janela de 3 ciclos para análise	133
Figura 5.108 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com abertura de chave trifásica	134
Figura 5.109 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com abertura de chave trifásica	134
Figura 5.110 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com abertura de chave trifásica	135
Figura 5.111 - Mapa de calor tempo vs frequência com abertura de chave trifásica, usando janela de 3 ciclos para análise.....	135

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Valores da THD aceitáveis por nível de tensão	15
Tabela 2.2 - Resumo das Famílias Wavelets.....	22
Tabela 2.3 - Regularidade da Família Daubechies	23
Tabela 2.4 – Relação dos coeficientes com a frequência	30
Tabela 2.5 – Código de Gray de uma WPT de dois níveis.....	32
Tabela 3.1 - Dados da fonte do sistema.....	41
Tabela 3.2 - Dados de linhas do sistema	42
Tabela 3.3 - Cargas do Sistema	43
Tabela 3.4 – Capacitores do Sistema.....	44
Tabela 3.5 - Transformadores.....	47
Tabela 3.6 - Largura de banda dos coeficientes de saída do filtro	51
Tabela 3.7 - Parâmetros das simulações	53
Tabela 3.8 - Largura de banda dos nós da WPT em seus respectivos níveis	57
Tabela 3.9 – Código de Gray da WPT de oito níveis até o 15º harmônico.....	58
Tabela 3.10 - Combinação dos nós para harmônicos ímpares	59
Tabela 3.11 – Combinação dos nós para harmônicos pares	60

1. INTRODUÇÃO

A eletrificação de áreas isoladas sempre foi um grande desafio devido ao elevado custo para a expansão da rede até essas regiões. O Programa Luz para Todos desempenhou um importante papel de eletrificação de áreas remotas no Brasil [1]. O Programa atendeu cerca de 15,9 milhões de pessoas que vivem em áreas remotas e de pouco retorno financeiro às companhias de eletricidade. A eletrificação destas áreas se deu sob o enfoque tradicional de sistemas de distribuição.

Os sistemas elétricos do mundo inteiro, no entanto, estão experimentando mudanças impressionantes, que tendem a alterar o paradigma de operação das redes elétricas conforme conhecido hoje. Assim, o aproveitamento de pequenos potenciais hidráulicos, o aproveitamento de fontes de energia fotovoltaica e mesmo o uso de armazenadores, tanto em baixa quanto em média tensão, trouxe o conceito de geração distribuída (GD)[2].

Uma rede com um conjunto de GD e com cargas controláveis pode ser definida como uma microrrede [3]. Uma microrrede com uma quantidade considerável de GD e com um sistema de controle e proteção apropriados, pode operar tanto ligada à rede principal quanto ilhada [4]. Quando a microrrede opera no modo ilhada, novos desafios surgem, uma vez que essas redes são mais fracas, i. e., têm uma capacidade de curto circuito mais baixa. Logo, essas redes são menos estáveis nesta condição, estando susceptíveis a não atender toda sua carga, necessitando de um corte emergencial. A literatura aborda o problema de resiliência deste tipo de modo de operação [5]. Além do mais, esta condição implica em ter baixa corrente de curto-circuito, que pode não ser o suficiente para acionar os dispositivos de proteção, [6]-[7].

Por estas razões, o monitoramento das condições operacionais das microrredes deve ser cuidadosamente planejado. Dessas condições operacionais, pode-se citar a qualidade de energia [8], estabilidade [9] e confiabilidade [10].

Esta dissertação de mestrado propõe dois métodos de monitoramento, um executado em uma janela de tempo e o outro em uma interface gráfica do MATLAB, para análise de sinais. O sistema teste utilizado foi o IEEE 13 barras de distribuição modificado. Essas modificações consistem na inserção de uma turbina eólica de 2 MW em uma das barras, alteração na configuração das cargas e alteração nas considerações topológicas. Elas serão detalhadas adiante.

A análise em uma janela de tempo faz o monitoramento da tensão trifásica calculando a sua THD em cada fase, gerando um diagnóstico que avalia a qualidade de energia da rede e usando uma ferramenta de processamento de sinais para decompor a forma de onda em diferentes níveis de frequência para detectar mudanças na forma de onda. Isso será detalhado posteriormente.

Quanto a interface gráfica, ela tem a proposta de analisar cada tensão trifásica em um período de 12 ciclos. Nesse período, é executada a transformada rápida de Fourier (FFT), para obter a magnitude da fundamental e dos harmônicos de maior ordem. Através de uma ferramenta de processamento de sinais, ela faz a decomposição da fundamental e dos harmônicos e exibe-os em tela, facilitando o uso da ferramenta desenvolvida. A interface também oferece a possibilidade de visualizar o espectro de frequência do período sob análise e de gerar um gráfico para observar a magnitude de cada componente harmônica, através de um gráfico do tempo em relação à frequência. Neste gráfico, é possível modificar a resolução de tempo e frequência e a magnitude de cada componente é representada por cores. Também essa interface será detalhada adiante neste trabalho.

1.1 Revisão Bibliográfica

Apesar da GD trazer muitos benefícios à rede, como a melhora no perfil de tensão na rede e a redução de perdas, uma vez que a barra Swing do sistema passa a suprir menos potência, resultando em uma corrente menor [11], existem algumas desvantagens na sua implementação. A principal desvantagem é com a qualidade de energia, uma vez que a geração de energia de algumas fontes renováveis é em DC, como a solar por exemplo [12] e a utilização de conversores DC para AC, geralmente aumenta a distorção harmônica do sistema [13].

Outras fontes renováveis, que apesar de gerarem em AC como a turbina eólica, também usam conversores com sistema de controle para ter um melhor desempenho. Esses sistemas são para a sincronização de frequência, proteção e para a potência ativa e reativa injetada na rede [14]-[17].

Redes de distribuição, ao contrário das redes de transmissão, possuem cargas desequilibradas uma baixa relação X/R. Quando uma turbina eólica opera com velocidade constante, é apresentado em [18] que sistemas com baixo X/R tem uma maior injeção de potência ativa e reativa do que sistemas com X/R elevado. Isso implica que o sistema com um baixo X/R apresenta uma alta sensibilidade diante de variações da velocidade do vento, o que

leva a grandes variações de tensão, trazendo impactos indesejáveis na qualidade da rede, como é apresentado em [19].

Um fluxo de potência para redes ilhadas baseado no método de Newton, levando em conta os desvios de tensão e frequência utilizando o método de controle droop, é proposto em [20]. Uma extensão desse fluxo para redes desequilibradas é proposta em [21]. Na referência [22] foi desenvolvida a compensação de harmônicos para redes ilhadas, a partir do controle droop.

As referências [23]-[25] fazem simulações em tempo real de microrredes. Um plano de operação e proteção usando estimação dinâmica de estado distribuída é apresentado em [23], um método de otimização para distribuição de potência reativo é proposto em [24] e o uso de redes neurais artificiais é aplicado em [25] para prevenir falha em cascata da microrrede diante de contingências, aumentando a robustez e confiabilidade do sistema.

A referência [26] propõe o uso de um filtro DWT para a decomposição de sinais, para fazer a análise de harmônicos de alta ordem com cargas de rápida variação. As referências [27]-[30] propõem o uso da WPT para a decomposição de sinais e para detectar e analisar os harmônicos variantes no tempo. Os resultados utilizando uma WPT apresentaram maior resolução para altas frequências.

O uso do espectro de frequência para entregar um diagnóstico de falta no estator de um motor de indução foi desenvolvido em [31]. A referência [32] propõe quantificar a esparsidade do espectro de frequência, para avaliar as condições operativas de equipamentos. O estudo ressalta que quando o equipamento opera sob condições normais e equilibrado, a esparsidade é baixa. Na presença de desequilíbrio ou desalinhamento, a esparsidade aumenta. E por fim, quando ocorre uma falha grave o espectro de frequência se torna muito complexo, dificultando na execução do diagnóstico, tornando a ferramenta inviável para identificar casos graves.

No geral, o espectro de frequência é obtido através da transformada discreta de Fourier (DFT) com frequência de amostragem constante. Em algumas situações é comum ocorrer o fenômeno conhecido como vazamento espectral, especialmente próximo a fundamental, uma vez que a sua magnitude é muito superior as demais. Isso leva a erros na leitura dos subharmônicos, interharmônicos próximos a ela e do segundo harmônico. Para resolver este problema, a referência [28] propõe a decomposição do sinal através da WPT, faz uma estimação da componente fundamental, e em seguida, a subtrai do sinal fundamental, eliminando uma

componente com magnitude muito superior às demais e reduzindo o vazamento espectral. Um outro método, apresentado na referência [33], avalia a performance de duas ferramentas que são modificações a DFT convencional. A primeira propõe o uso de uma janela adaptativa, variando a amostragem conforme a similaridade local. A segunda ferramenta é a transformada discreta de Fourier estendida (EDFT), para aumentar a resolução de frequência. O primeiro método apresenta um tempo computacional muito inferior, porém, em curtos períodos de observação apresenta um desempenho muito inferior e, de forma geral, apresenta um maior vazamento espectral em qualquer situação ao ser comparado com o segundo método.

Todas as referências mostradas acima podem ser usadas para planejar e projetar uma microrrede. Porém, existem lições importantes que foram aprendidas com a aplicação de microrredes, que são apresentadas em [34]. Essas lições são mostradas a seguir, com comentários associados a cada ponto:

1 - Microrredes são uma solução de energia, não de potência

A referência [35] apresenta um estudo de caso que mostra as diferenças entre potência e energia. Naquela referência, algumas fazendas formam uma rede ilhada. Essa rede contempla geração eólica e fotovoltaica capazes de suprir a energia ao longo do mês. No entanto, em função da fazenda apresentar um pico de carga no horário matinal, a potência requerida é maior do que a máxima capacidade de geração. Este problema é solucionado com adição de baterias, de forma que as mesmas são carregadas ao longo do dia e acionadas no momento de pico. Isso ressalta a diferença entre potência e energia em cenários de microrredes.

2 – Soluções incluem geração, controle e operação em tempo real

Em [36] é proposto o uso da Simulação de Monte Carlo como uma abordagem para determinar as barras críticas de microrredes ilhadas. Um estudo para determinar o consumo de energia de uma comunicação wireless e os seus impactos em uma microrrede é feito em [37]. O comissionamento em tempo real é o gerenciamento da operação do sistema para que a demanda seja suprida. Um exemplo é mostrado em [38] onde uma unidade de comprometimento estocástico com restrição de transmissão é proposta. A resiliência de um sistema elétrico de potência é a capacidade de um sistema voltar às condições normais de operação após contingências. As referências [39]-[42] tratam deste assunto.

3 - Microrredes viáveis necessitam de geração

Outro fator importante para as microrredes é o uso de armazenadores. Como mostrado em [35], a geração de potência pode não ser suficiente para suprir o horário de pico. Neste caso, baterias poderiam ser usadas para armazenar o excesso de energia quando a potência gerada é maior que o consumo, e entrar na rede como gerador no horário de pico. Além de ajudar a suprir potência à rede, o uso de baterias também pode auxiliar no controle de tensão, compensação de *flicker*, regulação de frequência e fluxo de potência [43]-[45].

4 – Valor da solução de microrredes aumenta com solução ótima

A preservação do meio ambiente tem sido um tema muito importante nos últimos anos e a redução da emissão de CO_2 tem sido muito pesquisada. Com o avanço de novas tecnologias vieram os carros elétricos, que apesar de serem benéficos ao meio ambiente, são novas cargas para o sistema elétrico de potência. Em [46] é proposto a otimização do carregamento de carros elétricos durante a madrugada. Estudos recentes mostram que carros elétricos podem atuar como geradores em condição de emergência. Todas estas questões (gerência de geração, carregamento de baterias e uso de carros elétricos) devem ser sistematizadas através de um algoritmo inteligente, de forma que a operação do sistema ao longo do tempo seja otimizada. Desta forma, microrredes apresentam uma complexidade ainda maior que as redes convencionais, posto que o balanço energético deve ser feito em tempo real e auxiliado por eficientes algoritmos de previsão de carga, vento e sol.

5 – Tecnologia sem financiamento é um projeto de ciências

Uma hierarquia de controle de uma microrrede é mostrada em [47], onde foram propostos três níveis de controle: primário, secundário e terciário. O controle primário é o droop, usado para controlar os geradores síncronos quando a microrrede opera ilhada. O secundário faz com que o sistema opere dentro dos valores de tensão e frequência aceitáveis, e o terciário é usado quando a microrrede está conectada, controlando o fluxo de potência visando a otimização econômica do despacho. Esse tipo de controle tem um alto custo, especialmente para os países em desenvolvimento. Em [48] foi proposto um método para substituir o controle secundário e terciário, através de uma política de corte de cargas para restabelecer níveis aceitáveis de frequência, isso é feito classificando as cargas em três níveis de prioridade: alta, média e baixa. Caso a frequência esteja abaixo do nível esperado, as cargas de baixa prioridade são cortadas e se não for o suficiente para restabelecer, as de média prioridade também são cortadas.

6 – Clientes preferem baixo capital e baixo risco

Os consumidores não estão dispostos a trocar uma rede de distribuição segura e de baixo custo por uma rede ativa que requer alto investimento, com reflexo no custo da energia elétrica. Assim, algumas características de controle [47] podem ser negligenciadas, adotando-se apenas o controle primário e corte seletivo de carga [48].

Portanto, a implantação de redes ativas deve estar associada a um nível satisfatório dos consumidores e a um baixo custo, tornando o sistema atraente aos consumidores que podem se tornar “*prosumers*”.

7 – Benefício para as companhias elétricas locais

Para a implementação de microrredes ser viável, é necessário que ela seja benéfica aos consumidores e para as companhias. Em [49] foi feito um levantamento dos benefícios econômicos diretos e indiretos que microrredes trazem as companhias.

Benefícios diretos:

- Redução no custo de energia.
- Redução na compra de serviços de geração, transmissão e distribuição.
- Redução na compra de combustíveis.
- Redução de gastos em serviços auxiliares.
- Participação de programas de resposta a demanda.

Benefícios indiretos:

- Redução de perdas.
- Maior elasticidade no preço da eletricidade.
- Maior desenvolvimento de fontes renováveis

8 – Diversificação das microrredes

Microrredes são por definição, sistemas que possuem pelo menos uma fonte renovável integrada ao sistema. A referência [50] propõem o uso de “*Combined Heat and Power*” (CHP), também conhecido como cogeração, para ter produção simultânea de eletricidade e calor vinda de uma única fonte. Dessas fontes, podem ser citadas o gás natural, biomassa, carvão e calor de resíduos.

9 – Desafios na formação do futuro engenheiro

Com o avanço da complexidade das redes e a necessidade de mantê-las operando em condição ótima, o engenheiro do futuro precisará ter uma formação mais ampla que as dos engenheiros nos tempos contemporâneos. Em [51], recomenda-se que os engenheiros vão precisar ter um conhecimento aprofundado no desenvolvimento dos aspectos tecnológicos, fabricação, gerenciamento de dados, otimização de ativos e desenvolvimento de políticas e protocolos.

1.2 Motivação, Objetivos e Contribuição

O rápido desenvolvimento das redes elétricas nos últimos anos tem trazido novos desafios em diversas áreas do sistema elétrico de potência (SEP), em especial quando podem operar ilhadas. Existem muitas pesquisas voltadas a microrredes ilhadas, tanto em tempo real quanto em regime estático, que envolvem temas como o gerenciamento de energia, controle de tensão, de frequência e hierárquico.

Pode-se dizer que microrredes ilhadas são redes distribuição mais fracas, i. e., tem baixa razão X/R e baixa capacidade de curto. Logo, o perfil de tensão das barras é muito sensível a variações das fontes ativas, a magnitude da corrente de curto pode não ser o suficiente para acionar a proteção e podem não se recuperar de contingências devido à baixa estabilidade.

Por essas razões o monitoramento da qualidade e da resposta das fontes não despacháveis são de suma importância. Este trabalho propõe o monitoramento de harmônicos em microrredes ilhadas através de processamento de sinais. Isso é feito desenvolvendo duas ferramentas:

- A primeira opera em uma janela de tempo, utilizando um filtro DTWT para decompor o sinal das tensões trifásicas em diferentes faixas de frequência. Pela observação dessas diferentes faixas de frequência, é possível identificar a presença de contingências na rede. Também é proposto o monitoramento da THD para avaliar se a rede está operando em condições aceitáveis ou não. A resposta das fontes não despacháveis também são observadas.
- A segunda opera em regime permanente. Através da WPT o sinal é decomposto com maior precisão, porém com maior carga computacional, que a DTWT. É apresentada em uma interface, ao qual permite escolher o intervalo de análise. Neste intervalo, os três harmônicos de maior ordem de cada fase são apresentados decompostos do sinal original ao longo do tempo. A interface

também oferece a possibilidade comparar o sinal da componente fundamental decomposta com o sinal original, o espectro de frequência e um gráfico de cores tempo vs harmônicos, em que a intensidade das cores representa a magnitude das componentes harmônicas ao longo do tempo, com resolução de tempo e frequência à escolha do operador.

Para validar ambas ferramentas, serão simulados sete casos diferentes avaliando as condições de uma determinada barra de interesse. Os seis primeiros cenários foram obtidos aplicando variação de tensão de curta duração (sag) e curtos-circuitos na mesma barra e o último foi alterando o estado de uma chave trifásica que conecta um retificador de 6 pulsos, com carga elevada, ao sistema. Esses cenários são:

1. Sag de 30% na fase A.
2. Sag de 50% na fase A.
3. Sag de 70% na fase A.
4. Falta sólida na fase A.
5. Falta bifásica nas fases A e B.
6. Falta trifásica.
7. Abertura da chave trifásica.

Através dos resultados obtidos, será discutido se as ferramentas desenvolvidas são adequadas para detectar cada um desses cenários na rede.

1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho foi dividido em 6 capítulos. No Capítulo 1 foram introduzidos as motivações e os objetivos através da literatura acerca dos assuntos de interesse.

No Capítulo 2 é onde se encontra toda a base teórica que foi usada neste trabalho, apresentando o que são sistemas de distribuição, harmônicos, processamento de sinais, e componentes que compõem a rede usada.

No Capítulo 3 a metodologia e os testes realizados são apresentados. O sistema que foi usado para executar as simulações tem sua característica descrita. As metodologias de monitoramento da rede em uma janela de tempo e de análise de harmônicos que foram propostas são explicadas detalhadamente. Cada cenário simulado e as informações que foram extraídas destes são mostrados.

No Capítulo 4 as interfaces desenvolvidas para facilitar a visualização dos harmônicos na rede são apresentadas.

No Capítulo 5 os resultados são apresentados e discutidos para cada cenário de simulação, de forma que as metodologias no Capítulo 3 possam ser validadas.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e contribuições trazidas por este trabalho.

A estrutura do trabalho é apresentada na Figura 1.1. Ao final são apresentados os artigos que foram publicados no decorrer do mestrado e as referências citadas ao longo da dissertação.

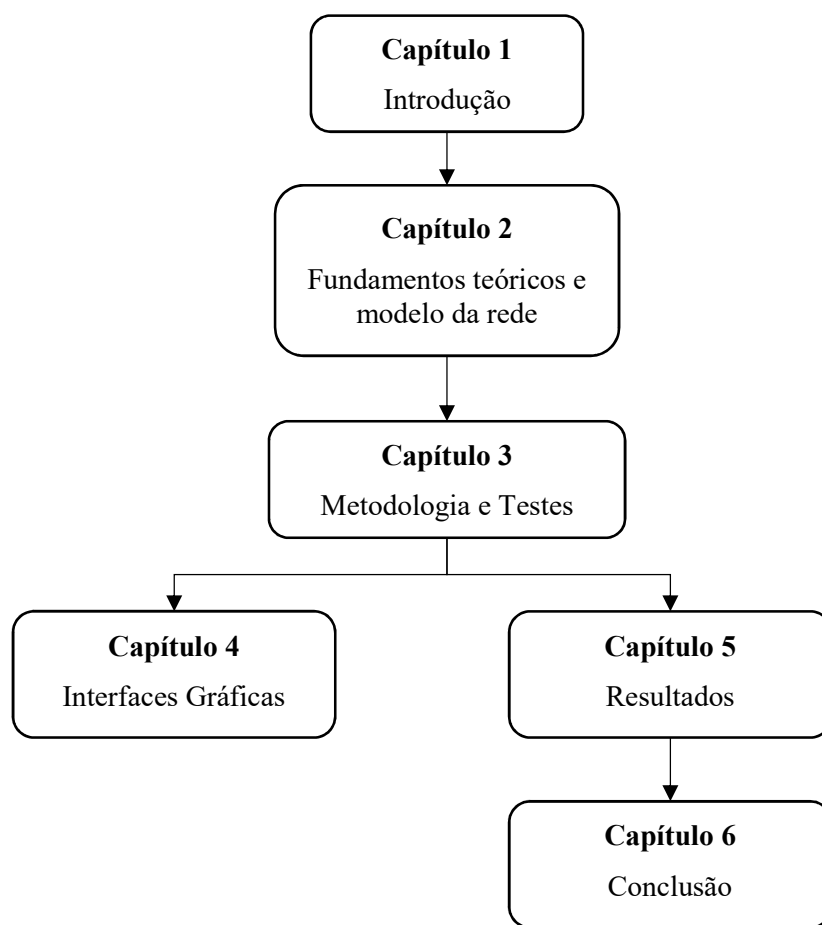


Figura 1.1 - Estrutura do trabalho

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS E MODELO DA REDE

Este capítulo aborda os fundamentos teóricos que embasaram os métodos propostos nesta dissertação. Será explicado em que uma rede ilhada difere de um sistema de distribuição convencional. A teoria sobre harmônicos será apresentada, destacando elementos que os causam e métodos para calculá-los. As ferramentas de processamento de sinais utilizadas para decompor sinais, detectar contingências e decompor sinais para extrair componentes de interesse, terão suas formulações explicadas. Em seguida, o funcionamento da turbina eólica será detalhado.

2.1 Sistemas de Distribuição Ilhados

Os sistemas de distribuição, ao contrário dos de transmissão, têm a característica de serem desequilibrados e baixa razão X/R. Para ter uma maior confiabilidade e reduzir perdas, GD é inserida ao longo do sistema. Isso faz com que a sua operação seja mais complexa, uma vez que a frequência não pode ser considerada constante, pois ela varia conforme a demanda de potência [20]. A demanda de potência pode variar muito, uma vez que a geração das fontes de GD são imprevisíveis [52]. Além disso, a alta resistividade das linhas pode levar os métodos convencionais de fluxo de potência à divergência [53]-[54].

Quando o sistema opera ilhado, os desafios de manter a rede funcionando em condições aceitáveis aumentam. A capacidade de curto-circuito cai drasticamente, reduzindo a estabilidade do sistema diante de contingências. Por esta razão, muitos estudos são voltados a desenvolver sistemas de controle para tensão, frequência, operação ótima e restauração [55]-[58]. Na Figura 2.1 é mostrado um exemplo de sistema ilhado.

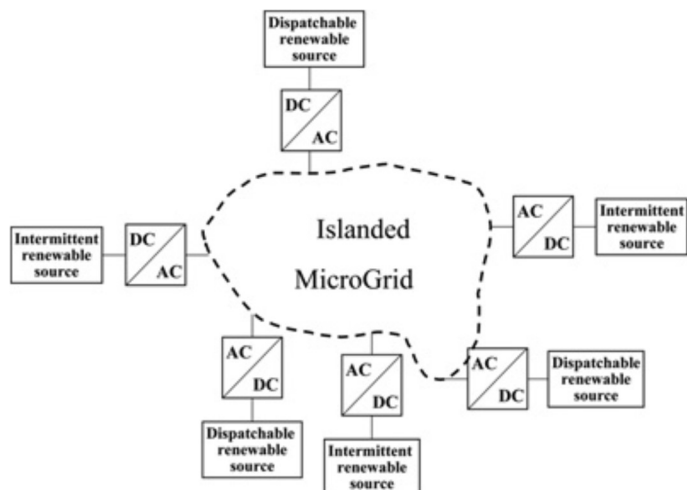


Figura 2.1 - Modelo de microrrede [20]

Neste trabalho, a barra Swing do sistema IEEE 13 barras de distribuição foi enfraquecida e foi inserida uma turbina eólica em uma barra distante a fonte. Isso foi feito no *Simulink* e será detalhado no Capítulo 3.

2.2 Harmônicos

A complexidade dos sistemas elétricos de potência tem crescido nos últimos anos devido ao desequilíbrio, ao aumento de cargas e elementos não lineares na rede. Estes causam distorção na forma senoidal da tensão e da corrente da rede. Para melhor expressar esses sinais, eles são representados como uma somatória infinita de sinais periódicos, cuja frequência é múltipla da fundamental do sistema. Esses sinais são chamados de harmônicos [59].

Esta seção irá detalhar elementos que causam harmônicos e a ferramenta matemática utilizada para expressá-los.

2.2.1 Elementos que Causam Harmônicos

Cargas não lineares, no geral, são compostas pela combinação de um retificador e uma carga linear [60], como é mostrado na Figura 2.2.

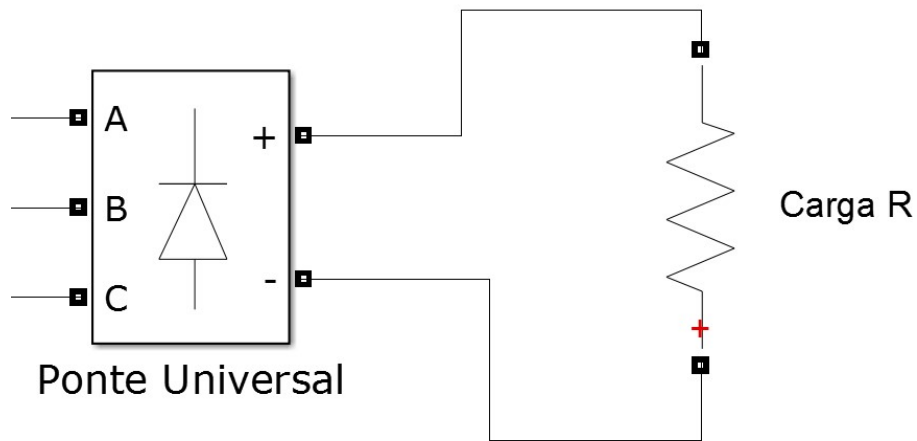


Figura 2.2 - Modelo de carga não linear

Apesar da maioria das cargas do sistema elétrico serem AC, existem muitas cargas DC a serem supridas. Uma vez que a rede de distribuição é predominantemente AC, é necessário um retificador para converter AC para DC. Existe modelo de retificador monofásico e trifásico, no geral o modelo trifásico é mais usado, uma vez que este evita desequilíbrio nas redes. Os retificadores trifásicos mais comuns a serem usados são o de seis pulsos e o de doze pulsos [13].

Neste trabalho foi usado o retificador de seis pulsos, que injetam harmônicos expressados pela Equação (2.1) [61].

$$h = 6 \cdot n \pm 1 \quad (2.1)$$

Em que h representa a ordem harmônica e n um número natural positivo.

A tensão de saída do retificador de seis pulsos é apresentada na equação (2.2) [13]:

$$V_{o(avg)} = 0,955 \cdot V_{L(m)} \quad (2.2)$$

Onde $V_{o(avg)}$ é a tensão de saída e $V_{L(m)}$ é o valor de pico da tensão de linha. Assim, a potência consumida por uma carga resistiva é dada pela equação (2.3):

$$P = \frac{V_{o(avg)}^2}{R} \quad (2.3)$$

Não são apenas cargas que são conectadas através de retificadores, como foi mostrado na Figura 2.1, as fontes renováveis são conectadas no sistema através de conversores. Estes conversores são usados tanto para solar, que gera em DC, quanto para a eólica, que gera em

AC. Apesar de serem usados para controlar a injeção de potência ativa e reativa, para regular a frequência e a tensão do sistema, como mostrado em [20], também injetam harmônicos na rede.

2.2.2 Transformada de Fourier

Na engenharia elétrica, é muito comum a análise de um sinal no domínio da frequência. Para isto, utiliza-se a ferramenta matemática conhecida como Transformada de Fourier para passar a função do domínio do tempo para o domínio da frequência.

A Transformada de Fourier é dada pela Equação (2.4):

$$F(j \cdot \omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)e^{-j \cdot \omega \cdot t} dt \quad (2.4)$$

O sinal resultante da transformada é a amplitude de cada componente de frequência presente no sinal, fornecendo informações que não são possíveis de obter no domínio do tempo. Por exemplo, seja o sinal descrito pela equação (2.5), com frequência de amostragem de 2000 Hz, representado ao longo do tempo na Figura 2.3:

$$f(t) = 10 \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot t) + \sin(2 \cdot \pi \cdot 540 \cdot t) \quad (2.5)$$

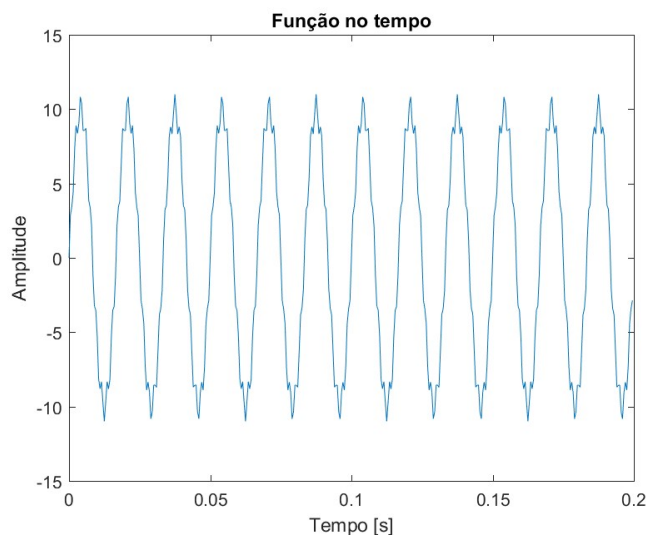


Figura 2.3 - Função ao longo do tempo

Vê-se que a onda possui uma distorção, porém não se pode confirmar quais são as ordens harmônicas presentes apenas por observação. Para isto a transformada de Fourier é aplicada e a resposta, denominada como espectro de frequência, é mostrada na Figura 2.4.

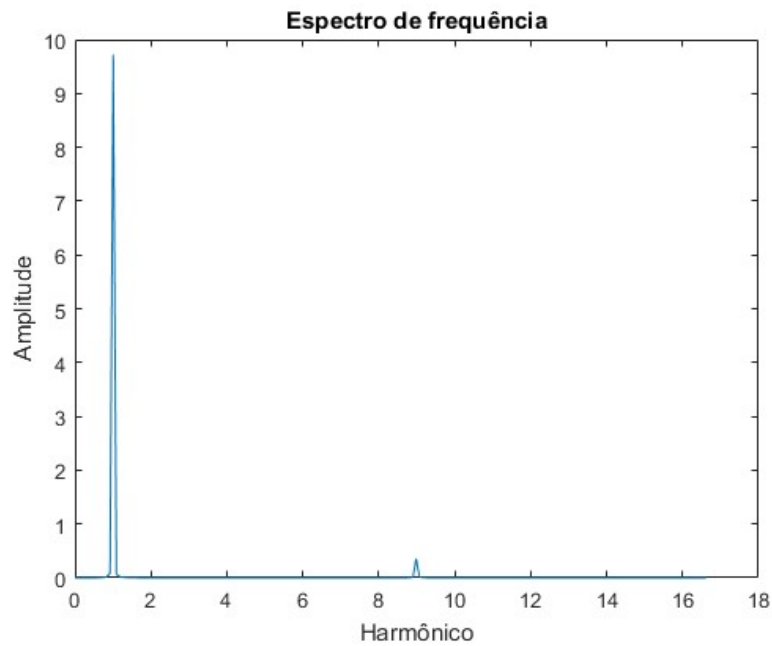


Figura 2.4 – Espectro de frequência

O sinal tem uma componente de alta magnitude na frequência fundamental e uma pequena componente na nona harmônica. Porém, a visualização deste gráfico não é muito boa para observar harmônicos com magnitude muito inferior a fundamental. Para resolver este problema, a resposta do espectro de frequência é colocada em escala logarítmica, como apresentada na Figura 2.5.

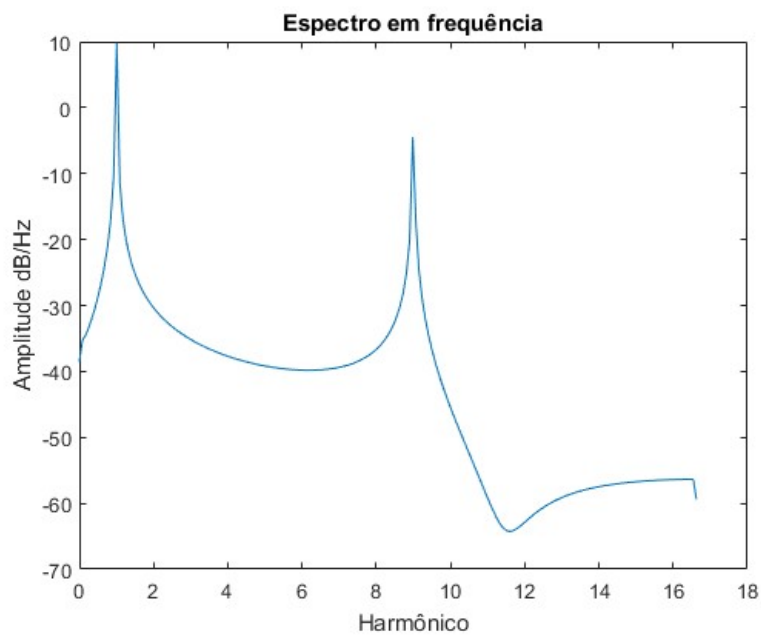


Figura 2.5 - Espectro de frequência em escala logarítmica

Os espectros de frequência que serão apresentados em seções posteriores estarão todos em escala logarítmica.

2.2.3 Distorção Harmônica Total (THD)

A THD é um parâmetro usado para quantificar a distorção da forma de onda, quanto mais distorcida a onda, mais elevado é a THD [62]. A THD pode ser calculada através da equação (2.6):

$$THD(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^N V_k^2}}{V_1} \quad (2.6)$$

Onde V_1 é a tensão eficaz da fundamental, V_k é a tensão eficaz dos harmônicos e o somatório vai do segundo até o N harmônico de interesse.

A Tabela 2.1, obtida do módulo 8 do PRODIST [63], apresenta o máximo nível de distorção harmônica aceitável para diferentes níveis de tensão:

Tabela 2.1 - Valores da THD aceitáveis por nível de tensão

Tensão do barramento	THD(%)
$V \leq 1 \text{ kV}$	10
$1 \text{ kV} < V < 13,8 \text{ kV}$	8
$13,8 \text{ kV} < V < 69 \text{ kV}$	6
$69 \text{ kV} < V < 230 \text{ kV}$	3

2.3 Processamento de sinais

Devido ao alto nível de complexidade do sistema elétrico, como foi descrito nas seções anteriores, o processamento de sinais se tornou uma ferramenta muito importante para o entendimento, planejamento, projeto e operação da rede elétrica [64]-[67].

Os dados de medida, obtidos pelos medidores ao longo do sistema, podem ser usados para análise de dados e aplicados para a otimização de alguns problemas, como [68]:

- Controle de tensão.
- Qualidade e confiabilidade.
- Diagnóstico de equipamentos.
- Controle do sistema de potência.
- Proteção.

Neste trabalho foram usadas duas ferramentas de processamento de sinais. A primeira é aplicada em uma janela de tempo para detecção de contingências e de mudanças na configuração na rede e a segunda é aplicada para decompor harmônicos de interesse de um sinal.

Para a análise em uma janela de tempo foi usada a *Discrete Wavelet Transform* (DWT), que é uma modificação da *Continuous Wavelet Transform* (CWT), e para a decomposição de harmônicos foi usado a *Wavelet Packet Tree* (WPT). Uma explicação detalhada sobre *Wavelets* e de alguns filtros será mostrada nas subseções posteriores.

2.3.1 *Wavelets*

Uma *Wavelet* é definida como uma onda oscilatória que possui energia finita e média igual a zero [68], como mostrado nas equações (2.7) e (2.8) respectivamente:

$$\int_{-\infty}^{\infty} |\psi(t)|^2 dt \neq \infty \quad (2.7)$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} \psi(t) dt = 0 \quad (2.8)$$

A análise de sinais utilizando *wavelets* é feita através de filtros, em que pode ser feita tanto a decomposição (Análise) quanto a reconstrução (Síntese) do sinal.

Wavelets que utilizam o mesmo filtro tanto para análise quanto para síntese são chamadas de *wavelets* ortogonais e as *wavelets* que usam um tipo de filtro para análise e um diferente para síntese, são chamadas de biortogonais [69].

2.3.1.1 Família de *Wavelets*

Ao longo dos anos, muitos conjuntos de *Wavelets* foram desenvolvidos para processamento de sinais. Esses conjuntos são chamados de Família de *Wavelets* [70], em que alguns exemplos serão mostrados nas subseções abaixo.

2.3.1.1.1 Haar

A *wavelet* Haar é conhecida como a mais simples delas. Trata-se de um sinal descontínuo, semelhante a um degrau, como mostrado na Figura 2.6.

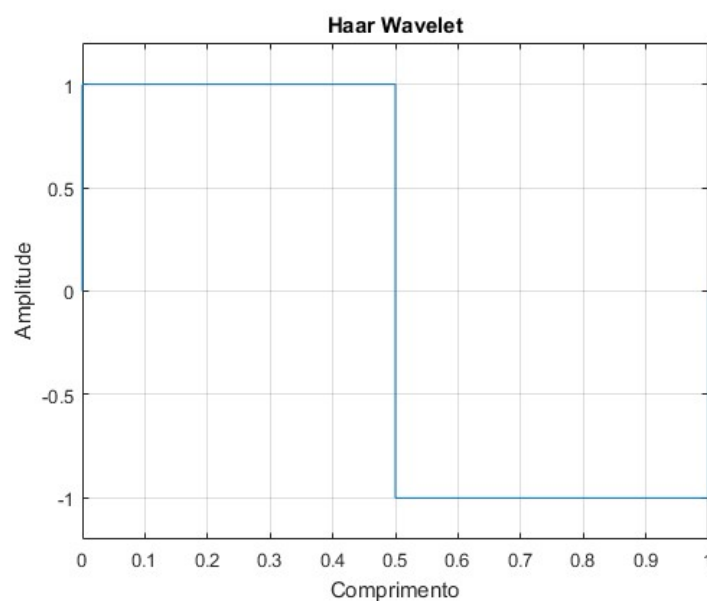


Figura 2.6 - Haar Wavelet

Pode ser usada tanto para a CWT quanto para a DWT.

2.3.1.1.2 Daubechies

Desenvolvida pela cientista e pesquisadora Ingrid Daubechies, as *wavelets* que compõem a família Daubechies são compactas e ortonormais [70], tornando prática a análise discreta. Podem ser usadas para ambos CWT e DWT.

As *wavelets* que pertencem a esta família são escritas como dbN, em que db é uma abreviação a Daubechies, e N é a ordem que pode variar de 1 até 45.

Exemplos: db1 (Semelhante a Haar), db2, db3, ..., db44 e db45.

Na Figura 2.7 são mostradas as *wavelets* da ordem 2 até a 10.

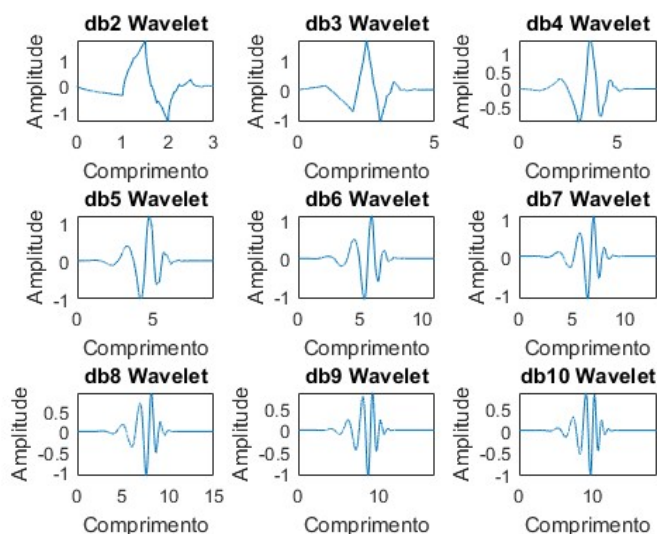


Figura 2.7 - Família Daubechies

2.3.1.1.3 Biorthogonal

As *wavelets* da família Biorthogonal têm a propriedade de fase linear, necessária para a reconstrução de sinais e imagem. Isso é feito usando duas *wavelets*, uma para decomposição e a outra para reconstrução. Um exemplo é mostrado na Figura 2.8, em que as imagens da primeira coluna mostram as *wavelets* de decomposição e a da segunda de reconstrução.

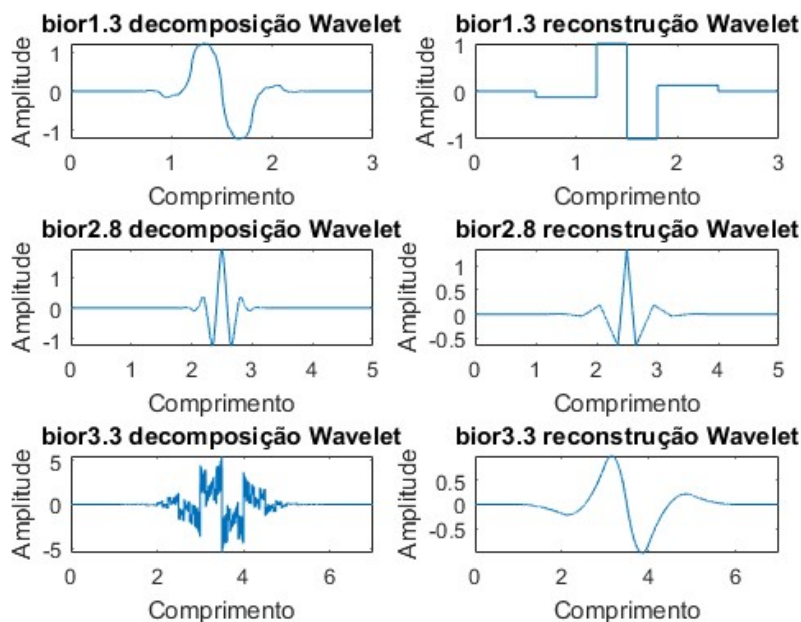


Figura 2.8 – Família Biorthogonal

Pode ser usado para a CWT e para a DWT.

2.3.1.1.4 Coiflets

Wavelets compactas escritas como $\text{coif}N$, em que *coif* é a abreviação de Coiflets e N representa o nível, que pode variar de 1 a 5. A função *wavelet* tem $2*N$ pontos iguais a zero, com comprimento igual a $6*N-1$. Pode ser usado para a CWT e a DWT.

As representações são mostradas na Figura 2.9.

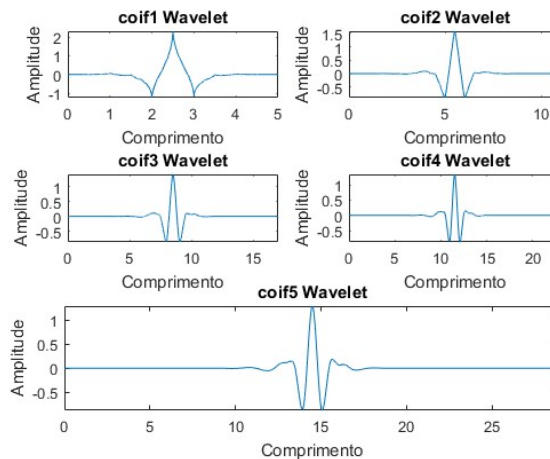


Figura 2.9 – Família Coiflets

2.3.1.1.5 Symlets

É composta por *wavelets* aproximadamente simétricas, como variação das Daubechies. São escritas como $\text{sym}N$, onde *sym* é a abreviação e N representa o nível, que assim como em Daubechies, varia de 1 até 45 e pode ser usado tanto para a CWT quanto para a DWT.

Na Figura 2.10 são mostradas as *wavelets* da ordem 2 até a 10.

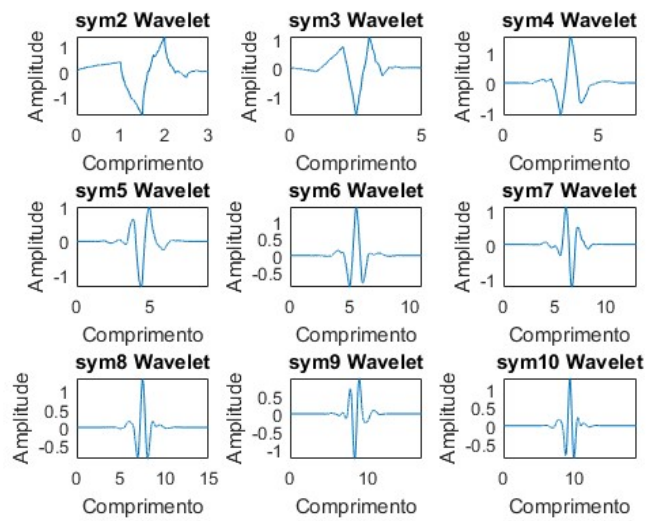


Figura 2.10 - Família Symlets

2.3.1.1.6 Morlet

A *Wavelet* Morlet é definida através da equação matemática mostrada em (2.9):

$$\psi(t) = e^{-\frac{t^2}{2}} \cos(5 \cdot t) \quad (2.9)$$

Pode ser usada apenas na CWT. É representada na Figura 2.11:

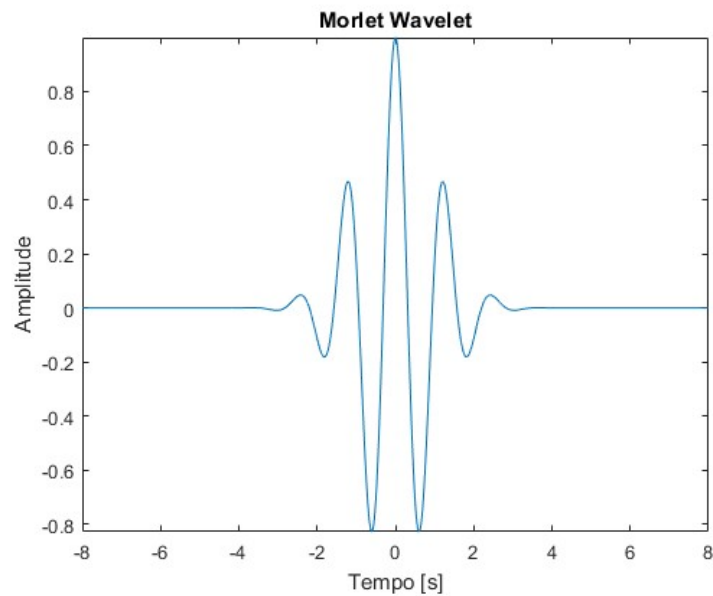


Figura 2.11 – Morlet Wavelet

2.3.1.1.7 Mexican Hat

Assim como a Morlet, a *wavelet* Mexican Hat pode ser usada apenas na CWT. É proporcional à segunda derivada da função de densidade de probabilidade Gaussiana, como é mostrado na equação (2.10) e na Figura 2.12:

$$\psi(t) = ce^{-\frac{t^2}{2}}(1 - t^2) \quad (2.10)$$

$$c = \frac{2}{\sqrt{3} \cdot \pi^{1/4}} \quad (2.11)$$

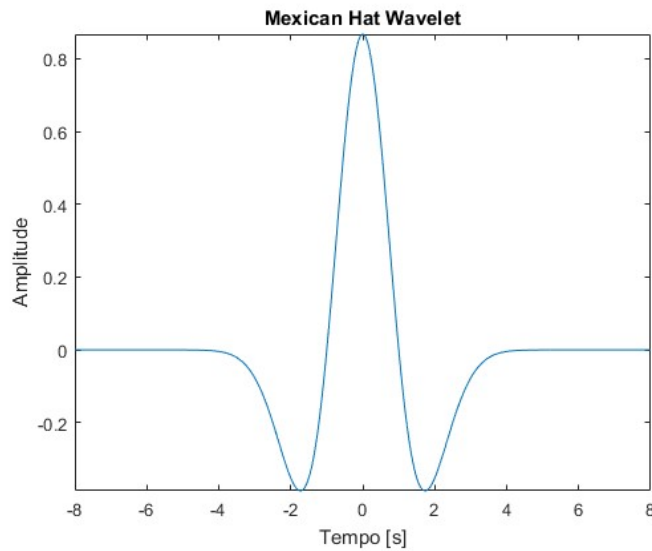


Figura 2.12 - Mexican Hat Wavelet

2.3.1.1.8 Meyer

A *wavelet* Meyer é uma *wavelet* ortogonal, contínua, simétrica ao eixo das ordenadas, com um limite de largura de banda e comprimento infinito. Pode ser usada tanto para a CWT quanto para a DWT. A sua forma de onda é mostrada em Figura 2.13.

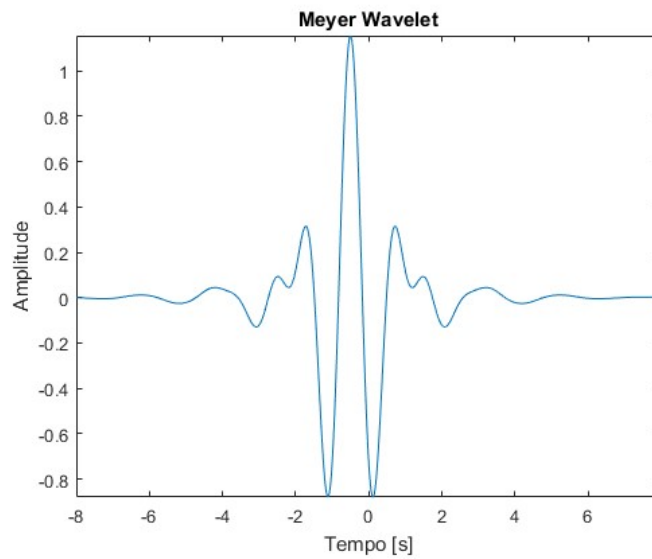


Figura 2.13 – Meyer Wavelet

2.3.1.2 Resumo das Famílias *Wavelets*

Como foi visto na seção anterior, algumas *wavelets* podem ser usadas tanto para a CWT quanto para a DWT, e outras apenas em uma delas. Algumas possuem simetria e outras não, e o comprimento pode variar dependendo do nível da *wavelet*. Na Tabela 2.2 será mostrado isso de forma geral, em que N representa o nível da *wavelet*.

Tabela 2.2 - Resumo das Famílias *Wavelets*

Wavelet	CWT	DWT	Simetria	Comprimento	Ortogonal	Biortogonal
Haar	X	X	Sim	1	X	X
Daubechies	X	X	Não	$2 \cdot N - 1$	X	X
Biorthogonal	X	X	Sim	$2 \cdot N + 1$		X
Coiflets	X	X	Próxima	$6 \cdot N$	X	X
Symlets	X	X	Próxima	$2 \cdot N - 1$	X	X
Morlet	X		Sim	Infinito		
Mexican Hat	X		Sim	Infinito		

Meyer	X	X	Sim	Infinito	X	X
-------	---	---	-----	----------	---	---

2.3.1.3 Regularidade

A regularidade de uma *wavelet* afeta de forma direta o erro introduzido pelo limiar ou pela quantização de seus coeficientes [68]. A regularidade é dada em relação à diferenciação de uma função em um dado instante. Um sinal r vezes diferenciável continuamente em um momento t_0 , tem a sua regularidade igual a r ($r \geq 0$).

A regularidade de algumas *wavelets* são conhecidas, como é mostrada na Tabela 2.3:

Tabela 2.3 - Regularidade da Família Daubechies

$\psi(t)$	db1	db2	db3	db4	db5	db7	db10
Regularidade	Descontínua	0,5	0,91	1,27	1,59	2,15	2,90

Quanto maior a regularidade, mais suave é a função escolhida. Para a família Daubechies, quanto maior o nível, maior a regularidade [71].

2.3.2 Transformada Wavelet Contínua (CWT)

A CWT tem a proposta de decompor um sinal em uma série de dilatações e translações de uma *wavelet mãe*, denotada como $\psi(t)$. A *wavelet mãe* é uma *wavelet* escolhida, de uma das famílias apresentadas acima, como base para fazer a transformada. O resultado é uma combinação linear de equações representada em (2.12):

$$\psi_{\tau,s}(t) = |s|^{-\frac{1}{2}} \psi\left(\frac{t-\tau}{s}\right), \tau, s \in R; s \neq 0 \quad (2.12)$$

Onde s e τ são os coeficientes de dilatação e translação, respectivamente.

Por fim, a CWT de um sinal $x(t)$ é definido em (2.13)

$$X_{CWT}(\tau, s) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \psi_{\tau,s}^*(t) dt \quad (2.13)$$

A saída da CWT é um escalograma, em que o eixo x representa o tempo e o eixo y a escala. Um fator de escala maior corresponde a menores frequências, e a intensidade das componentes é mostrada em um mapa de cores.

Exemplo: Seja a função definida em (2.14), com frequência de amostragem de 8000 Hz e representada na Figura 2.14:

$$\begin{cases} f(t) = \sin(2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot t), & 0 \leq t \leq 0,1 \\ f(t) = \sin(2 \cdot \pi \cdot 300 \cdot t), & 0,1 < t \leq 0,2 \end{cases} \quad (2.14)$$

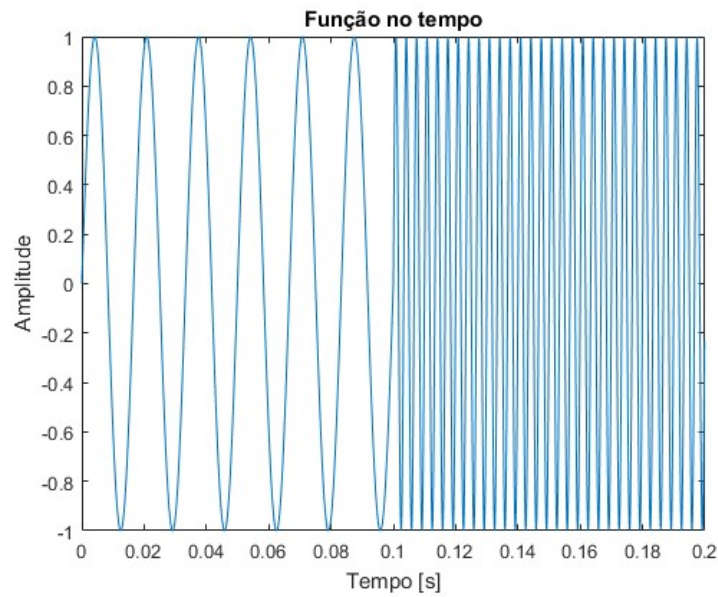


Figura 2.14 - Sinal no tempo

A CWT resultante dessa função, usando Symlet nível 4 como *wavelet mãe*, é mostrado na Figura 2.15:

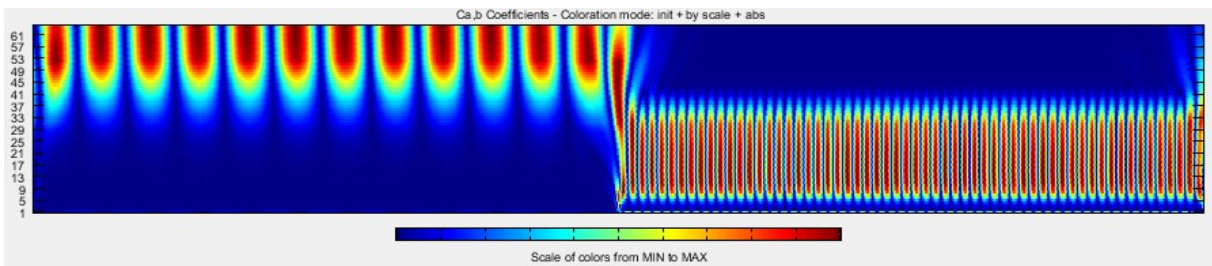


Figura 2.15 - CWT resultante

2.3.3 Transformada Wavelet Discreta (DWT)

A CWT é analisada no computador usando uma alta carga computacional. Uma alteração é proposta de forma que o uso de processamento possa ser reduzido. Substituindo a equação (2.12) em (2.13), tem-se a equação (2.15):

$$X_{CWT}(\tau, s) = |s|^{-\frac{1}{2}} \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \psi^* \left(\frac{t - \tau}{s} \right) dt \quad (2.15)$$

Propondo uma rede diádica, onde o tempo é espaçado como $\tau = 2^k n T_s$ e a escala é $s = 2^k$, onde $k \in \mathbb{Z}$, e substituindo em (2.15):

$$X_{CWT}(2^k n T_s, 2^k) = 2^{-\frac{k}{2}} \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \psi^*(2^{-k} t - n T_s) dt \quad (2.16)$$

Seja:

$$h_k(t) = 2^{-\frac{k}{2}} \psi^*(-2^{-k} t) \quad (2.17)$$

Substituindo (2.17) em (2.16), tem-se a equação da DWT em (2.18), onde n e $k \in \mathbb{Z}$:

$$X_{DWT}(n, k) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) h_k(2^k n T_s - t) dt \quad (2.18)$$

É importante observar na equação (2.17), que quando $k = 0$, obtém-se:

$$h(t) = h_0(t) = \psi^*(-t) \quad (2.19)$$

Assim, a equação (2.17) pode ser reescrita como:

$$h_k(t) = 2^{-\frac{k}{2}} h(2^{-k} t) \quad (2.20)$$

Passando (2.20) para o domínio da frequência:

$$H_k(j\Omega) = 2^{\frac{k}{2}} H(j2^k \Omega) \quad (2.21)$$

O banco de filtros é representado na Figura 2.16.

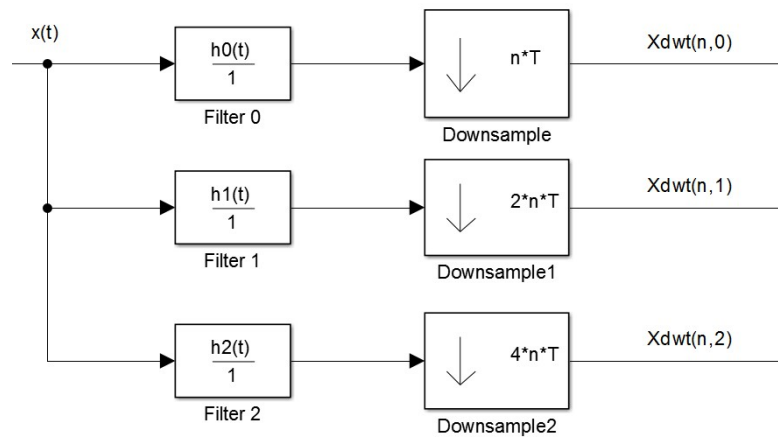


Figura 2.16 - Banco de filtros

Em que $h_k(t)$ ($k = 0,1,2, \dots$) são os filtros e os blocos de Downsample são usados para reduzir o número de amostras, aumentando a janela de observação no tempo para obter uma maior resolução em baixas frequências. Seja o sinal descrito pela equação (2.22), com frequência de amostragem de 1200 Hz, aplicando um Downsample de ordem 2, o sinal resultante é mostrado na Figura 2.17:

$$f(t) = \sin(2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot t) \quad (2.22)$$

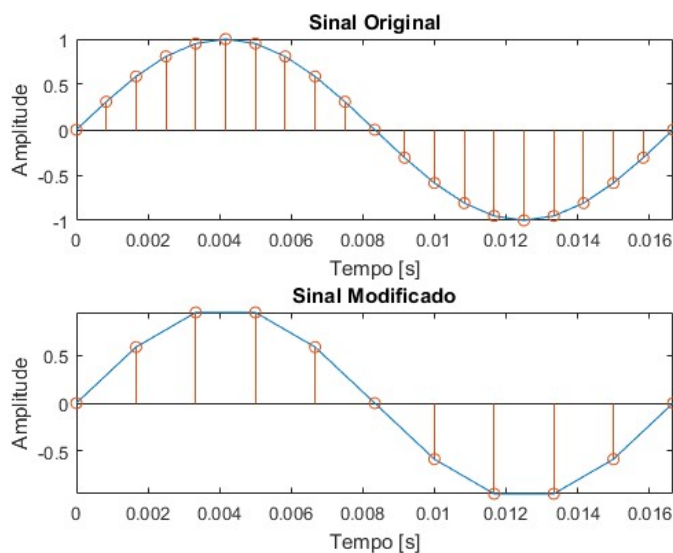


Figura 2.17 - Exemplo de Downsample

Apesar da aplicação do Downsample reduzir a resolução no tempo, a resolução na frequência aumenta, uma vez que a janela de observação se torna maior. Isso permite a identificação de frequência menores com maior precisão.

A saída do filtro da Figura 2.16 é apresentada na Figura 2.18.

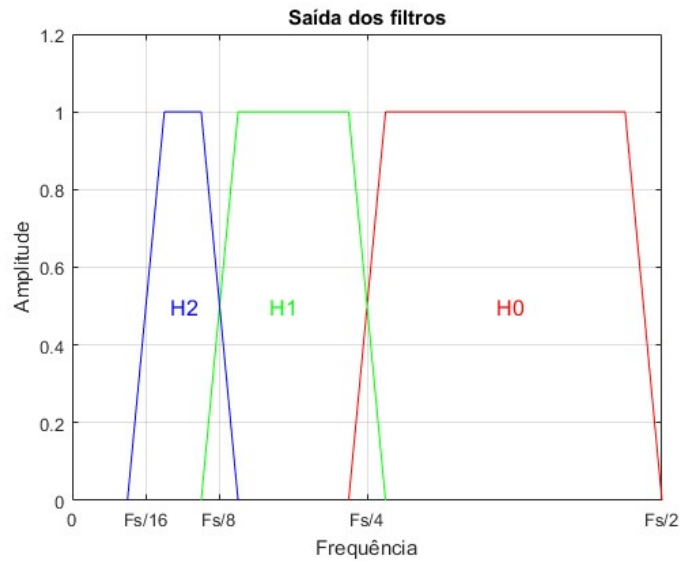


Figura 2.18 - Saída do Filtro DWT

O filtro H0 tem uma maior largura de banda que as demais, e as suas componentes de frequência são as maiores. O filtro que vem em seguida, H1, possui metade da largura de banda do filtro anterior, componentes de frequência menores e um fator de amostragem duas vezes maior. O mesmo se repete para filtros posteriores, levando à conclusão que a variável k faz o papel de uma variável de escala, em que quanto maior for o k , o filtro apresentará uma largura de banda menor, componentes de frequência mais baixas e um maior fator de amostragem.

Sinais de alta frequência requerem um menor tempo de observação e sinais de baixa frequência precisam de um maior tempo de observação. A Figura 2.19 apresenta a relação tempo-frequência necessários para obter um resultado de boa resolução, em que as cores representadas no gráfico correspondem as cores dos filtros mostrados na Figura 2.18.

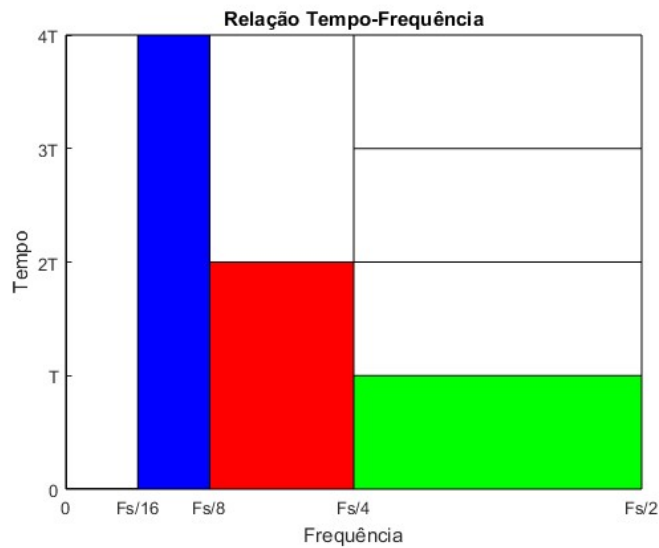


Figura 2.19 - Relação Tempo-Frequência

Pode-se dizer que a DWT é a CWT modificado, de forma que, através de uma rede diádica de tempo e frequência, apresentada na Figura 2.19, e utilizando uma *wavelet mãe* ortogonal ou biortogonal com comprimento finito.

2.3.3.1 Transformada *Wavelet* no Tempo Discreto (DTWT)

A DTWT é a aplicação da transformada *wavelet* em um sinal representado no domínio discreto (Por amostras) [68]. É um filtro que pode conter N níveis, a cada nível tem-se um filtro de alta frequência e um de baixa frequência, e a saída de um filtro de baixa frequência é usada como entrada para o nível posterior, como é ilustrado na Figura 2.20.

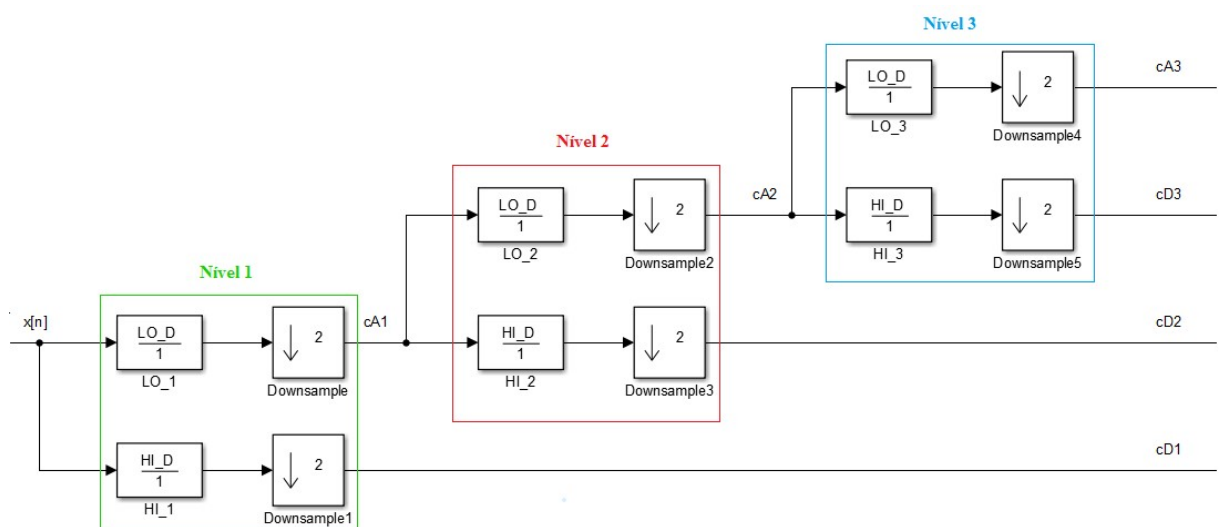


Figura 2.20 - DTWT de três níveis

As saídas dos filtros de alta frequência são denotados como cD_k e dos de baixa frequência como cA_k . A cada nível o espectro de frequência do sinal é dividido em duas metades e uma vez que apenas a saída dos filtros de baixa frequência é dividida, trata-se de uma divisão logarítmica, em que existe alta precisão em baixas frequências e baixa precisão em altas frequências [29][68].

Na Figura 2.20, existe um total de 4 filtros equivalentes, cujas equações estão descritas em (2.23).

$$\begin{cases} H0(z) = LO_D(z) \cdot LO_D(z^2) \cdot LO_D(z^4) \\ H1(z) = LO_D(z) \cdot LO_D(z^2) \cdot HI_D(z^4) \\ H2(z) = LO_D(z) \cdot HI_D(z^2) \\ H3(z) = HI_D(z) \end{cases} \quad (2.23)$$

Utilizando Daubechies nível 45 (db45) como *wavelet mãe*, a resposta de cada filtro é obtida através de uma rotina no MATLAB e apresentada na Figura 2.21:

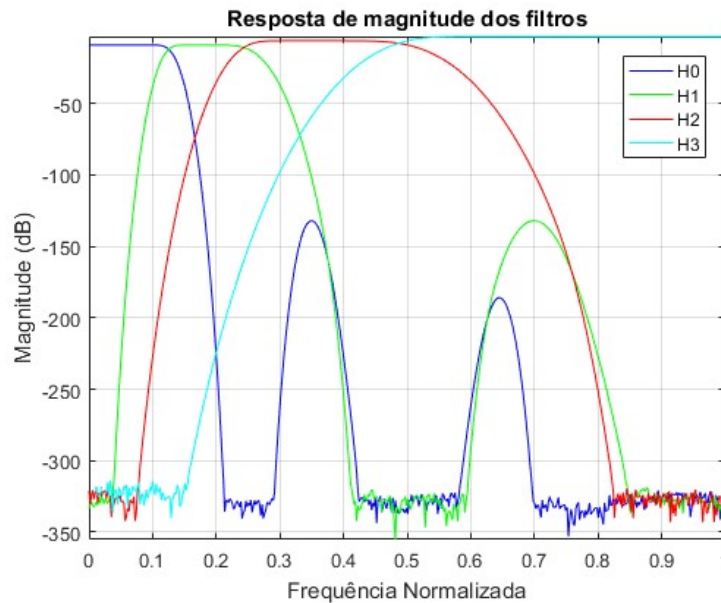


Figura 2.21 – Resposta de magnitude da DWT

É possível observar a divisão logarítmica que ocorre a cada nível em que o sinal é filtrado, e que a resolução para frequências menores é superior as das frequências maiores, vide as respostas de H0 e H3.

A relação dos coeficientes cA_k e cD_k com a frequência, para um filtro de N níveis, é apresentada de uma forma geral na Tabela 2.4 [68]:

Tabela 2.4 – Relação dos coeficientes com a frequência

Coeficiente	Largura de banda	Frequência central
$cD_k, k = 1, 2, \dots, N$	$F_s/2^{k+1} - F_s/2^k$	$3 \cdot F_s/2^{k+2}$
cA_N	$0 - F_s/2^{N+1}$	$F_s/2^{N+2}$

Neste trabalho, a DTWT será usada para detectar contingências na rede em uma janela de tempo.

2.3.3.2 Wavelet Packet Tree (WPT)

A WPT é uma extensão da DTWT. Enquanto a DTWT pega apenas a saída dos filtros de baixa frequência para serem decompostos em níveis posteriores, a WPT pega a saída de ambos os filtros, de baixa e alta frequência, e usa como entrada no nível seguinte, como é ilustrado na Figura 2.22.

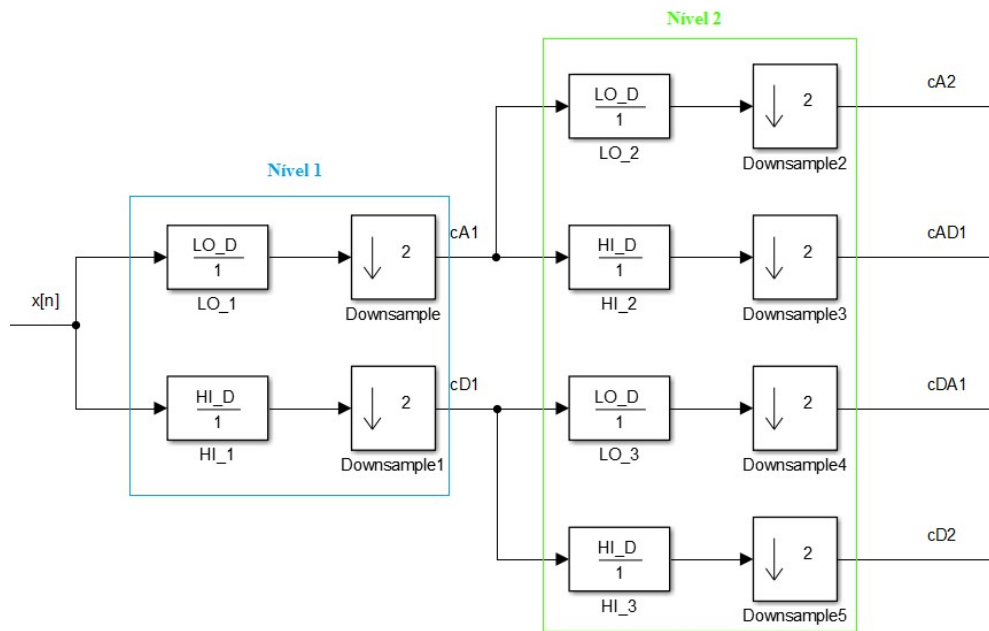


Figura 2.22 – WPT de dois níveis

Dessa forma, uma WPT com N níveis terá 2^N saídas e um espectro de frequência espaçado uniformemente [29]. As equações dos filtros resultantes da Figura 2.22 estão descritas em (2.24):

$$\begin{cases} H0(z) = LO_D(z) \cdot LO_D(z^2) \\ H1(z) = LO_D(z) \cdot HI_D(z^2) \\ H2(z) = HI_D(z) \cdot LO_D(z^2) \\ H3(z) = HI_D(z) \cdot HI_D(z^2) \end{cases} \quad (2.24)$$

E a resposta de cada filtro, obtida através de uma rotina no MATLAB, é mostrada na Figura 2.23:

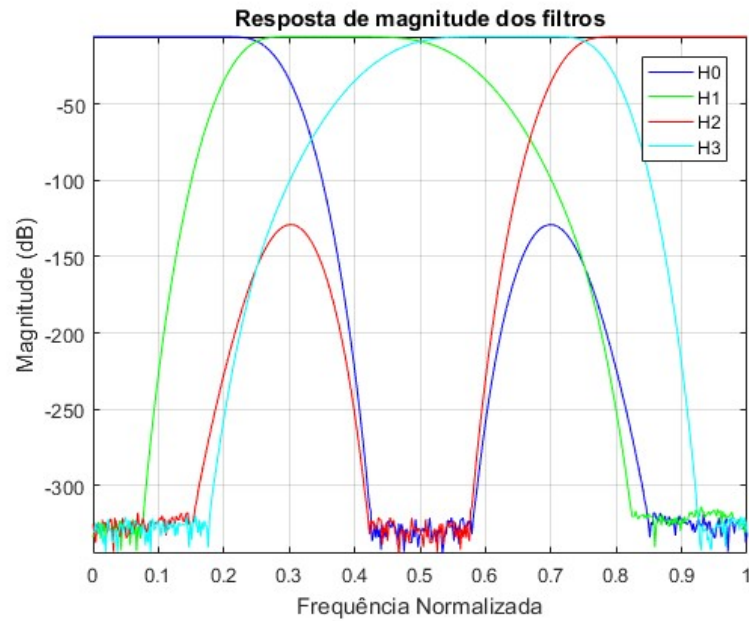


Figura 2.23 – Resposta de magnitude da WPT

Diferentemente da resposta de magnitude da DTWT (Figura 2.21), a largura de banda de cada filtro é a mesma. Uma forma mais simples de visualizar a WPT é apresentada na Figura 2.24:

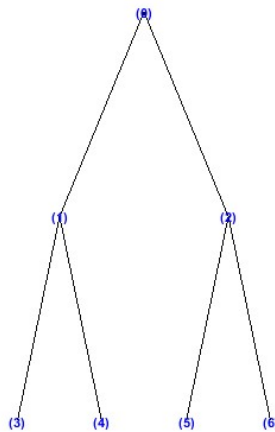


Figura 2.24 - Estrutura da WPT

Onde cada nó é a representação de um sinal dentro de uma banda de frequência. Embaixo de cada nó existem duas ramificações, as ramificações da esquerda representam os filtros passa baixa e os da direita representam os filtros passa alta. O nó zero representa o sinal original, ao passar no nível 1 da WPT (Figura 2.22) surgem os nós 1 e 2, que representam a saída do sinal ao passar por um passa baixa e um passa alta, respectivamente e assim sucede para os demais níveis.

É importante observar que a banda de frequência do filtro H2 corresponde às frequências superiores que a do filtro H3. Isso ocorre porque a WPT distribui as bandas seguindo um sistema binário, denominado como código de *Gray*, onde os números sucedem um ao outro variando apenas um dígito. Na Tabela 2.5 é apresentado o código de *Gray* da WPT de dois níveis da Figura 2.22, em que número ‘0’ é usado para representar filtro passa baixa, o ‘1’ para representar filtro passa alta e a banda de frequência segue o padrão da frequência normalizada, apresentada na Figura 2.23.

Tabela 2.5 – Código de *Gray* de uma WPT de dois níveis

Código de <i>Gray</i>	Banda de Frequência	Filtro correspondente
00	0 – 0,25	H0
01	0,25 – 0,5	H1
11	0,5 – 0,75	H3
10	0,75 – 1,00	H2

2.4 Modelo dos Componentes

O sistema utilizado para esse estudo foi feito no *Simulink*, nesta seção será detalhada a teoria dos modelos dos componentes que o compõem. Os parâmetros desses componentes e do sistema serão detalhados na Metodologia.

2.4.1 Geração Despachável

Fontes de geração despachável são fontes que podem ter a potência de saída controlada, como as microturbinas, geradores diesel, células de combustível, gás natural e outros [72].

Apesar de haver a necessidade de ter combustível a todo momento, essas fontes apresentam uma vantagem sobre as não despacháveis, como a solar e a eólica por exemplo, uma vez que elas são as responsáveis por suprir a potência reativa ao sistema e a geração delas pode ser controlada de forma que o sistema tenha uma melhor regulação de tensão e frequência, tornando o sistema mais robusto e estável [73]-[74]. Essas máquinas podem ser de grande porte e estarem associadas a controle de tensão e de velocidade ou apresentarem uma estrutura mais simples, sobretudo em microrredes.

2.4.2 Geração Eólica

A energia eólica é uma fonte de energia que se encontra permanentemente disponível, uma vez que o movimento das massas de ar ocorre devido à radiação solar ser mais intensa nas zonas equatoriais que nas zonas polares. Isso faz com que correntes de ar muito intensas percorram pela estratosfera [75]-[76].

A transformação de energia cinética do vento em energia elétrica acontece através do uso de turbinas eólicas. A energia cinética de translação do vento é convertida em energia cinética de rotação nas pás da turbina, que acopladas mecanicamente com geradores, têm a energia cinética de rotação convertida em energia elétrica.

Os projetos de turbina eólica podem ser organizados em duas categorias [77]:

- Turbinas de eixo horizontal: Neste modelo, as pás giram em torno de um eixo horizontal, com o rotor instalado ao topo da torre. É o projeto mais empregado, uma vez que quanto mais alto a turbina for instalada, a captura de ventos com grande quantidade de energia e baixa turbulência se torna mais favorável.
- Turbinas de eixo vertical: As pás giram em torno de um eixo vertical. São instaladas próximas ao solo, com ventos incidentes de pouca energia, porém, tem a vantagem de poder interceptar o vento independente da sua direção.

2.4.2.1 Modelagem Estática da Turbina Eólica

O modelo estático de operação de uma turbina eólica pode ser dividido em 4 zonas de operação, como é mostrado em (2.25) [78]:

$$P_{wt} = \begin{cases} 0 & \text{para } 0 \leq \omega \leq \omega_{ci} \\ (A + B \cdot \omega + C \cdot \omega^2) \cdot P_n & \text{para } \omega_{ci} < \omega \leq \omega_r \\ P_n & \text{para } \omega_r < \omega \leq \omega_{co} \\ 0 & \text{para } \omega > \omega_{co} \end{cases} \quad (2.25)$$

Onde:

- P_{wt} : Potência da turbina.
- P_n : Potência nominal.
- ω : Velocidade do vento.
- ω_r : Velocidade nominal, a partir da qual a turbina tem geração fixa ($P_{wt} = P_n$).
- ω_{ci} : Velocidade de *cut in*, mínimo valor para que a turbina comece a girar.
- ω_{co} : Velocidade de *cut off*, velocidade a qual a geração é nula.
- A, B, C: Coeficientes que definem o comportamento parabólico da turbina, no intervalo que a geração é proporcional a velocidade. Os três coeficientes têm valores fixos, como é mostrado nas equações (2.26), (2.27) e (2.28).

$$A = \frac{1}{(\omega_{ci} - \omega_r)^2} \cdot \left(\omega_{ci} \cdot (\omega_{ci} + \omega_r) - 4 \cdot \omega_{ci} \cdot \omega_r \cdot \left(\frac{\omega_{ci} + \omega_r}{2 \cdot \omega_r} \right)^3 \right) \quad (2.26)$$

$$B = \frac{1}{(\omega_{ci} - \omega_r)^2} \cdot \left(4 \cdot (\omega_{ci} + \omega_r) \cdot \left(\frac{\omega_{ci} + \omega_r}{2 \cdot \omega_r} \right)^3 - (3 \cdot \omega_{ci} + \omega_r) \right) \quad (2.27)$$

$$C = \frac{1}{(\omega_{ci} - \omega_r)^2} \cdot \left(2 - 4 \cdot \left(\frac{\omega_{ci} + \omega_r}{2 \cdot \omega_r} \right)^3 \right) \quad (2.28)$$

A equação (2.25) costuma ser muito utilizada para simulação estática de um fluxo de potência, devido a sua praticidade computacional [21]. A curva resultante desta equação é apresentada na Figura 2.25.

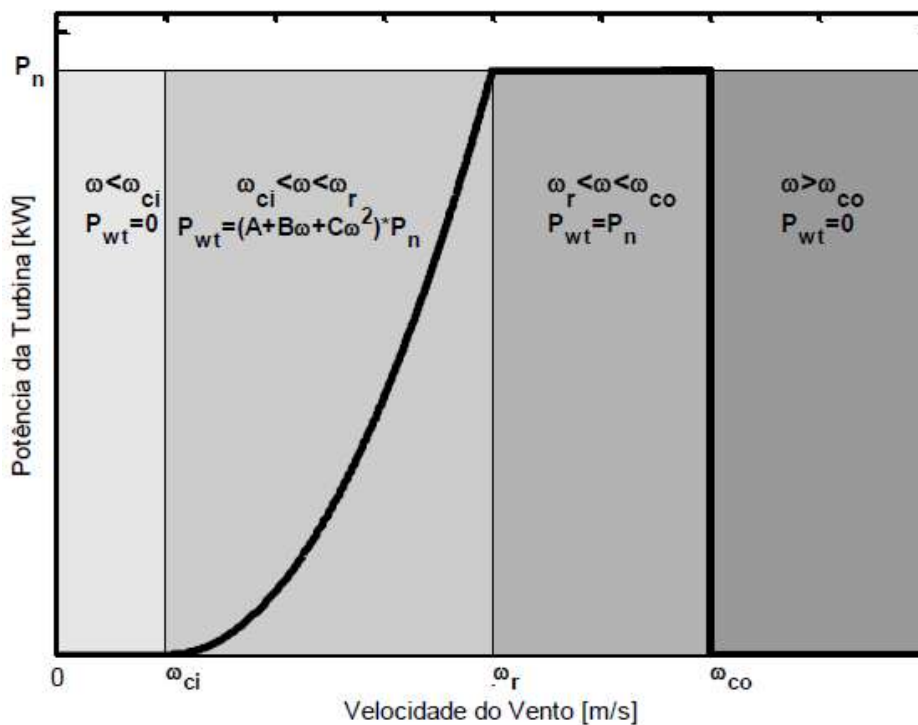


Figura 2.25 - Curva de potência da turbina eólica em função da velocidade do vento [48]

2.4.2.2 Modelagem Dinâmica da Turbina Eólica

Existem quatro modelos que podem ser destacados de turbina eólica no regime dinâmico [79]: Tipo 1 – Com gerador de indução, velocidade fixa com capacitor shunt para compensar o reativo; Tipo 2 – Com gerador de indução, com resistência variável no rotor e capacitor shunt para compensar o reativo; Tipo 3 – Turbina com velocidade variável, com gerador de indução duplamente alimentado; Tipo 4 – Turbina com velocidade variável com conversor PWM (*Pulse Width Modulation*). Estes modelos são ilustrados na Figura 2.26:

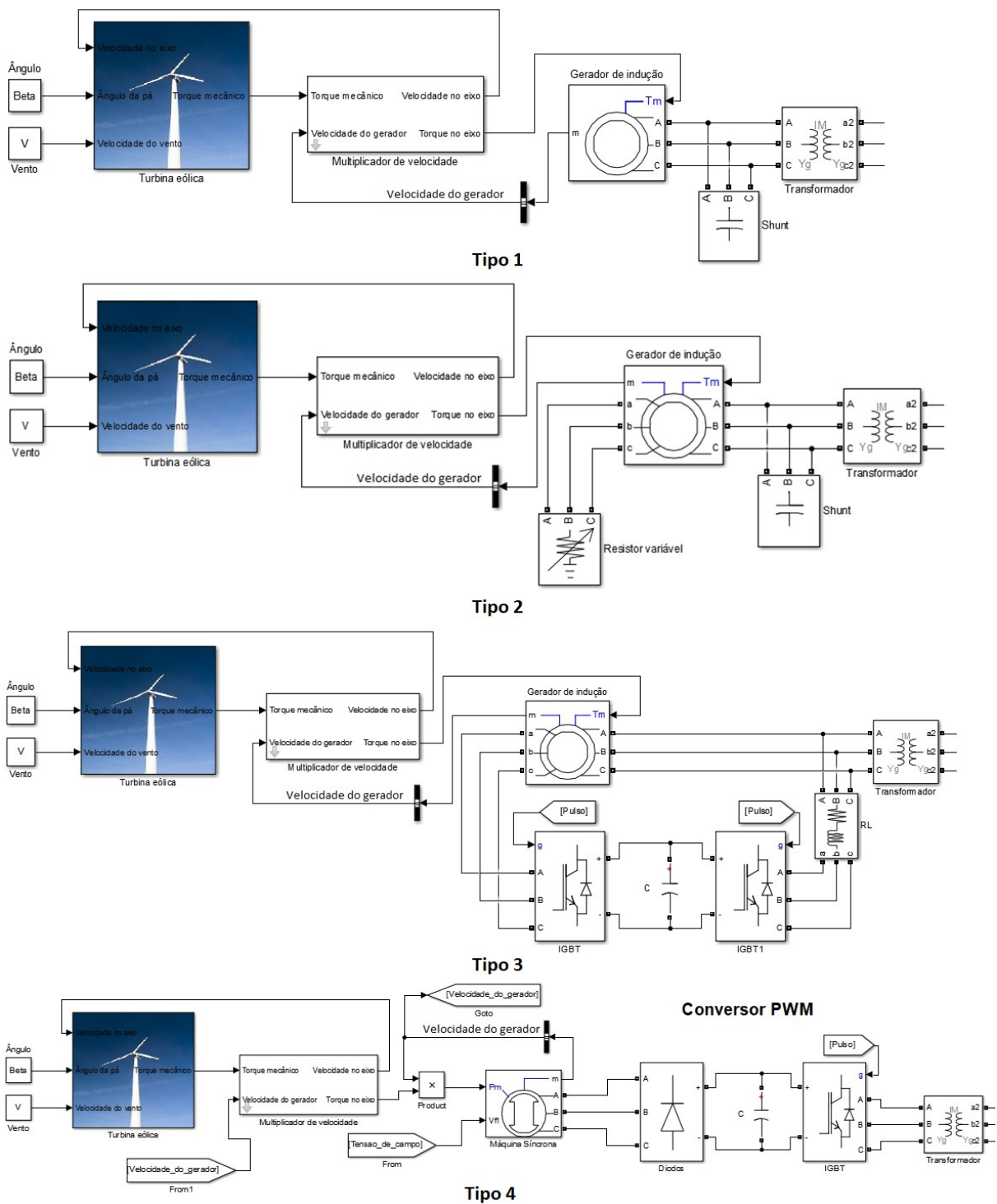


Figura 2.26 - Modelos dinâmicos de turbina eólica

No modelo dinâmico da turbina eólica é essencial considerar a presença dos inversores que conectam a turbina ao sistema. Apesar de ser encontrado na literatura alguns estudos do modelo estático que consideram os inversores para fazer o controle *droop* [20]-[21], no regime dinâmico os inversores exercem um papel muito importante. O modelo de turbina tipo 4,

apresentado na Figura 2.26, possui um modelo de conversão mais completo. O conversor PWM utiliza pulsos de modulação [13], de forma que possa ser extraído o máximo de potência ativa na saída do conversor para diferentes velocidades do vento [80]. É também usado para controlar a injeção de potência reativa, fazendo que a corrente de saída seja senoidal e esteja em fase com a tensão da rede [81]-[82].

2.4.3 Modelo π de Linhas

O modelo π é uma forma simples de representar as linhas do sistema. As linhas utilizadas para levar energia, seja no nível de transmissão ou distribuição, tem um caráter resistivo e indutivo. Além desses parâmetros é importante ressaltar que se trata de um condutor energizado separado da terra por um dielétrico, que neste caso é o ar, assim, existe um efeito capacitivo que influencia na tensão dessas linhas [83]. Logo, uma linha que conecta uma barra a outra pode ser simplificada como um resistor e um indutor em série e duas capacitâncias em paralelo, como é mostrado na Figura 2.27.

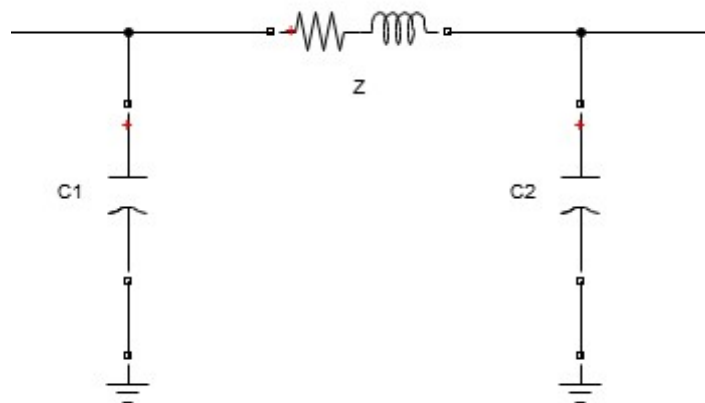


Figura 2.27 - Modelo Pi

Em que $C1 = C2$.

2.4.4 Cargas

No sistema elétrico de potência, existem três modelos de carga estática. Os modelos dinâmicos não serão tratados aqui. Estes modelos estáticos são conhecidos como [84]:

1. Potência constante.
2. Corrente constante.
3. Impedância constante.

Uma barra pode conter esses três tipos de carga simultaneamente, assim, a equação polinomial para determinar as potências ativa e reativa das barras de um sistema é apresentado em (2.29) e (2.30) [85]:

$$P = P_0 \cdot \left[a_1 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad (2.29)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left[a_1 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad (2.30)$$

Onde:

- P é a potência ativa atual.
- Q é a potência reativa atual.
- P_0 é a potência ativa base.
- Q_0 é a potência reativa base.
- a_1, a_2 e a_3 são as parcelas de cargas com impedância, corrente e potência constante, respectivamente.
- V é a tensão atual da barra.
- V_0 é a tensão base.

No sistema utilizado para este estudo, encontram-se os três tipos de carga mencionados nesta subseção. O sistema e a distribuição de cargas serão apresentados posteriormente, na metodologia.

3. METODOLOGIA E TESTES

3.1 Considerações Iniciais

A metodologia proposta neste trabalho foi primeiramente executar algumas simulações do sistema IEEE 13 barras de distribuição modificado no *Simulink*. Estas modificações serão detalhadas posteriormente.

Foi proposta a utilização de duas ferramentas para fazer a análise de sinais. A primeira foi implementada em uma janela de tempo no *Simulink*, utilizando um filtro DTWT de oito níveis para decompor a tensão de uma barra de interesse em diferentes bandas de frequência. Com exceção da primeira simulação, que foi usada para obter o valor final das variáveis de estado e será detalhada posteriormente, nas demais simulações acontecem contingências no sistema ou saída de carga. As informações que essas diferentes bandas de frequência da DTWT fornecem e a resposta da turbina diante de cada situação foram observadas. Também foi implementado um monitoramento da THD da barra de interesse, usando o Módulo 8 do PRODIST como base [63]. Foi desenvolvida uma automação que dá o diagnóstico do sistema para o operador, informando se o sistema encontra-se ou não em condições aceitáveis.

A tensão trifásica da barra de interesse de cada simulação foi armazenada para ser utilizada na segunda ferramenta proposta. Para este estudo, a barra de interesse foi a Barra 692, apresentada na Figura 3.1.

A segunda ferramenta foi voltada a observação de harmônicos e para facilitar a visualização, esta foi apresentada em uma interface gráfica. Essa interface permite ao operador do programa carregar um arquivo de dados .mat, que contém armazenados os valores de tensão trifásica das barras de um dos casos de simulação. Uma vez que o sinal trifásico é carregado ele passa por uma reamostragem, que será mais detalhada posteriormente, e em seguida é decomposto em um filtro WPT de 8 níveis. Um período de observação é escolhido pelo operador do programa. Esse período de observação é uma janela fixa de 12 ciclos, que corresponde a 0,2 segundos na frequência fundamental de 60 Hz. Nesta janela escolhida, o programa executa automaticamente a transformada de Fourier, identificando os três harmônicos de maior ordem neste período, e uma vez identificados, os sinais decompostos da WPT que correspondem a esses harmônicos são apresentados na interface gráfica.

Além dessas funções a interface gráfica apresenta três botões, o primeiro faz um gráfico do sinal original versus a fundamental decomposta da WPT, o segundo é o gráfico da transformada de Fourier em escala logarítmica. Tanto o primeiro quanto o segundo botão apresentam um gráfico correspondente ao período que o operador escolheu observar. Por fim o terceiro botão, que abre uma outra interface. Nessa interface é apresentado o gráfico tempo vs harmônicos, que mostra a magnitude dos harmônicos no sinal ao longo do tempo, onde o operador tem a opção de manipular a resolução tanto do tempo quanto da frequência. As interfaces desenvolvidas serão explicadas detalhadamente no Capítulo 4.

3.2 IEEE 13 Barras de Distribuição Modificado

O sistema IEEE 13 barras de distribuição original é um sistema desequilibrado, onde existe a presença de cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas, os dados de linhas são parâmetros de linha distribuída, i. e., a auto impedância entre as fases são levados em consideração e a fonte do sistema é uma barra infinita [86]. Um diagrama unifilar do sistema é apresentado na Figura 3.1.

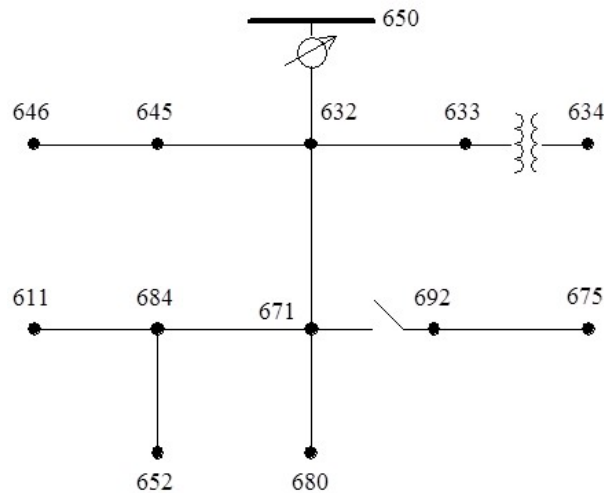


Figura 3.1- Diagrama unifilar do sistema IEEE 13 barras de distribuição

As modificações que foram feitas no sistema através do *Simulink*, consistiram em tornar todas as cargas do sistema trifásicas desequilibradas e considerar os modelos de linha como modelo π , apresentado na Figura 2.27.

Para simular um sistema isolado, a potência de curto circuito da barra Swing do sistema foi reduzida para 10 MVA, uma turbina eólica de 2 MW foi inserida na Barra 692 e uma carga de 1,2 MW foi conectada na Barra 675 através de um conversor de 6 pulsos.

Uma vez que o objetivo do estudo foi voltado a observar a resposta de filtros diante de contingências, um bloco para aplicar curto-circuito foi inserido na Barra 671. O sistema modificado é apresentado na Figura 3.2:

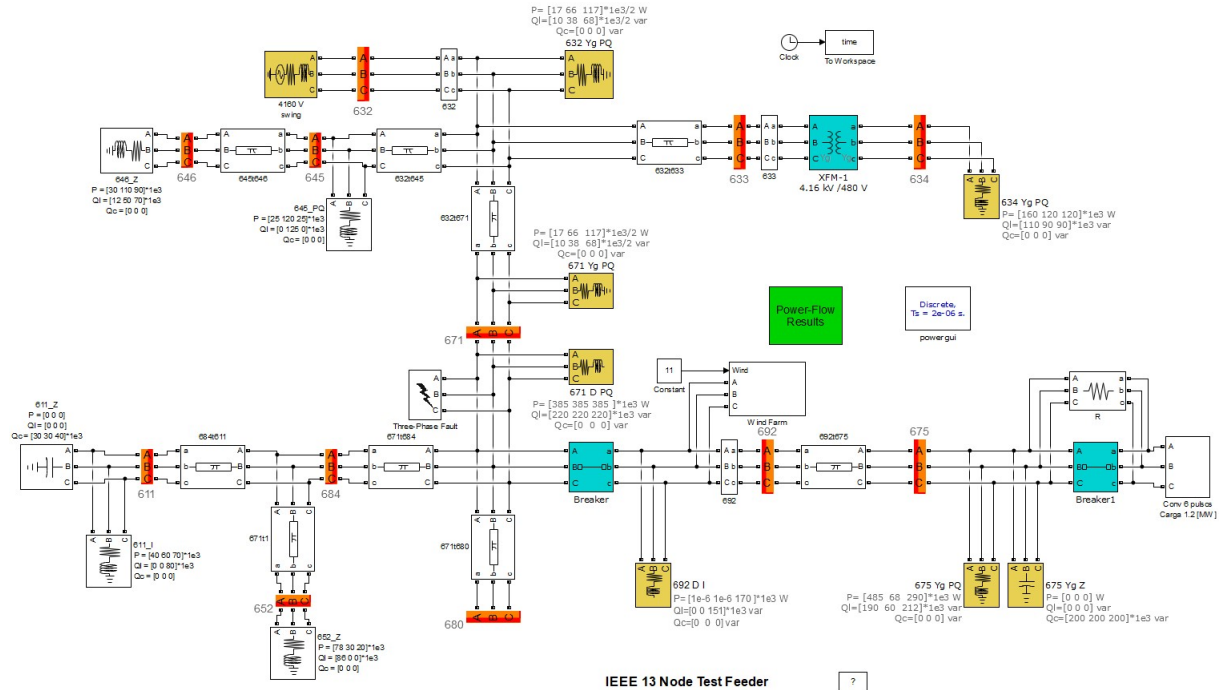


Figura 3.2 - Sistema IEEE 13 barras modificado no Simulink

É importante observar que o modelo desenvolvido não considera a Barra 650 e o regulador que conecta a Barra 632 à Barra 650, como apresentado na Figura 3.1. Os blocos que compõem esse sistema, tanto na parte do sistema elétrico, quanto na parte de medição serão detalhados nas próximas subseções.

3.2.1 Elementos Elétricos do Sistema

Nesta subseção serão apresentados os dados dos blocos que compõem o sistema elétrico.

3.2.1.1 Fonte do Sistema

O sistema tem apenas uma fonte de tensão, que se encontra na Barra 632. Esta barra é considerada a barra Swing do sistema e seus parâmetros são apresentados na Tabela 3.1:

Tabela 3.1 - Dados da fonte do sistema

Tensão base	4160 V
-------------	--------

Potência de curto-circuito	10 MVA
X/R	10
Tensão fase neutro RMS [V_A ; V_B ; V_C]	[2452; 2503; 2444] V
Ângulo de fase-neutro [θ_A ; θ_B ; θ_C]	[-2,49; -121,72; 117,83]°
Frequência	60 Hz

3.2.1.2 Linhas

Os dados das linhas que conectam as barras do sistema são apresentados na Tabela 3.2. Nesta tabela são apresentadas as barras que são conectadas pela linha, a resistividade, a indutância, a capacitância e o comprimento destas linhas. Neste trabalho, foi desconsiderado o efeito das impedâncias mútuas.

Tabela 3.2 - Dados de linhas do sistema

Barras	Resistividade (Ω/km)	Indutância (H/km)	Capacitância (F/km)	Comprimento (km)
632-645	0,8261	0,0022	0,7763e-8	0,1524
632-633	0,4676	0,0019	0,9393e-8	0,1524
632-671	0,2153	0,0018	0,1038e-7	0,6096
645-646	0,8261	0,0022	0,7763e-8	0,0914
671-680	0,2153	0,0018	0,1038e-7	0,3048
671-684	0,8226	0,0022	0,7690e-8	0,0914
684-652	0,8342	0,8446e-3	0,1467e-6	0,2438
684-671	0,8259	0,0022	0,7449e-8	0,0914

671-692	0	0	0	0
692-675	0,4960	0,7356e-3	0,1597e-6	0,1524

É importante observar que as Barras 671 e 692 são interligadas através de uma chave [86].

3.2.1.3 Cargas

Os dados das cargas trifásicas que compõem o sistema, estão apresentados na Tabela 3.3. Nesta tabela são especificados o número da barra, o consumo de potência ativa e reativa, tipos de carga (PQ – potência constante, I – corrente constante e Z – impedância constante) e estrutura (Y ou Δ).

Tabela 3.3 - Cargas do Sistema

Barra	Potência ativa $[P_A; P_B; P_C] kW$	Potência reativa $[Q_A; Q_B; Q_C] kVar$	Tipo	Estrutura
632	[8,5; 33; 58,5]	[5; 19; 34]	PQ	Y
634	[160; 120; 120]	[110; 90; 90]	PQ	Y
645	[25; 120; 25]	[0; 125; 0]	PQ	Y
646	[30; 110; 90]	[12; 50; 70]	Z	Y
671	[8,5; 33; 58,5]	[5; 19; 34]	PQ	Y
	[385; 385; 385]	[220; 220; 220]	PQ	Δ
652	[78; 30; 20]	[86; 0; 0]	Z	Y
611	[40; 60; 70]	[0; 0; 80]	I	Y
692	[0; 0; 170]	[0; 0; 151]	I	Δ
675	[485; 68; 290]	[190; 60; 212]	PQ	Y

Além das cargas trifásicas apresentadas acima, existe uma carga de 1,2 MW conectada na Barra 675 através de um retificador de 6 pulsos. Na Figura 3.2 esta carga é representada como o subsistema “Conv 6 pulsos Carga 1.2 [MW]”. Este subsistema é apresentado na Figura 3.3.

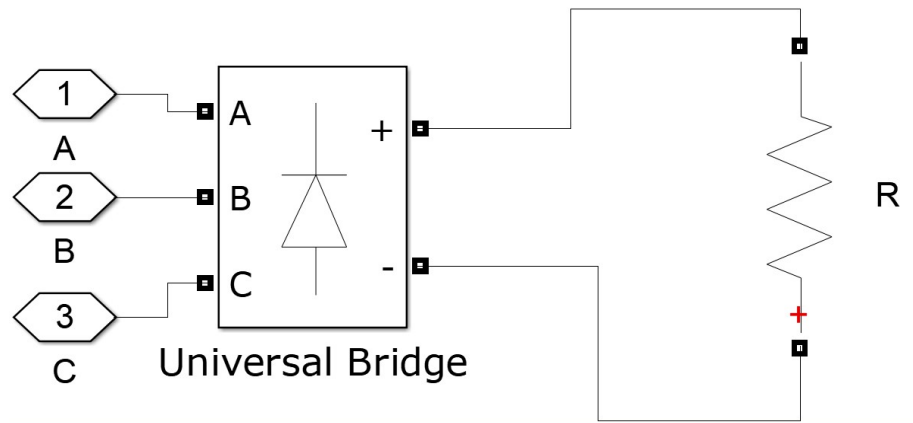


Figura 3.3 - Subsistema "Conv de 6 pulsos Carga 1.2 [MW]"

Através das equações (2.2) e (2.3), é possível determinar o valor da resistência R da Figura 3.3. Sabe-se que a tensão de linha é 4160 volts, substituindo em (2.2) tem-se a tensão de saída do retificador:

$$V_{0(avg)} = 0,955 \cdot \sqrt{2} \cdot 4160 = 5618,4 V \quad (3.1)$$

Substituindo (3.1) em (2.3) e tendo uma carga que consome 1,2 MW, tem-se:

$$1200000 = \frac{5618,4^2}{R} \rightarrow R = 26,3052 \Omega \quad (3.2)$$

3.2.1.4 Capacitores

Ao longo do sistema, tem-se a presença de alguns bancos de capacitores. Estes são apresentados na Tabela 3.4, onde são especificados o número da barra, a potência reativa injetada, tipos de carga (PQ – potência constante, I – corrente constante e Z – impedância constante) e estrutura (Y ou Δ).

Tabela 3.4 – Capacitores do Sistema

Barra	Potência reativa [$Q_A; Q_B; Q_C$] kVar	Tipo	Estrutura

611	[30; 30; 40]	Z	Y
675	[200; 200; 200]	Z	Y

3.2.1.5 Turbina Eólica

Uma turbina eólica de 2 MW foi inserida na Barra 692, representada como o subsistema “Wind Farm” na Figura 3.2. Este subsistema é composto por um transformador, que reduz a tensão de 4,16 kV para 575 V, e um outro subsistema que representa a turbina eólica, que recebe como entrada a velocidade do vento, a potência reativa de referência e as tensões trifásicas, como apresentado na Figura 3.4:

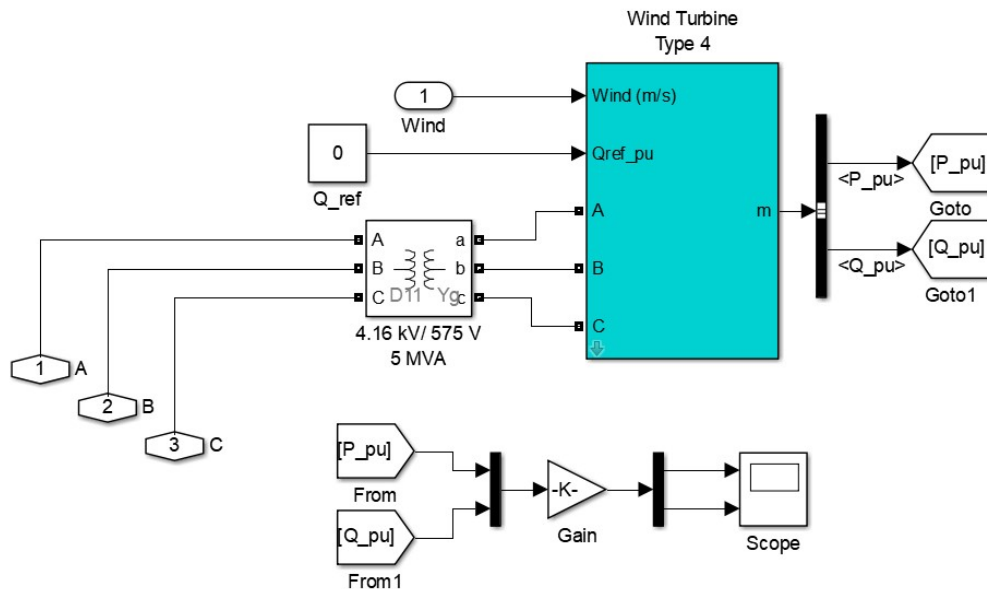


Figura 3.4 – Subsistema “Wind Farm”

A velocidade do vento usada para este estudo foi fixada em 11 m/s e a potência reativa de referência foi zero. A potência reativa de referência é a potência que o operador estabelece para a turbina injetar na rede.

Este modelo de turbina eólica Tipo 4, *Wind Turbine Type 4* na Figura 3.4, foi desenvolvido em [87] e pode ser utilizado no MATLAB através do comando *power_wind_type_4_det*. O modelo é apresentado na Figura 3.5 onde é apresentado a parte elétrica e mecânica, e na Figura 3.6 onde é apresentado o sistema de controle, que não será detalhado nesta dissertação, e as possíveis saídas do sistema:

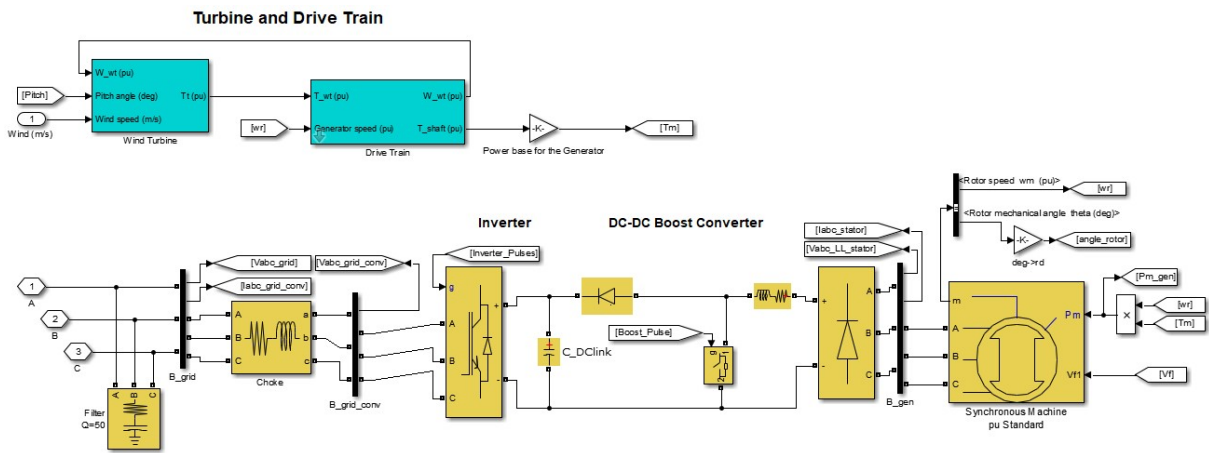


Figura 3.5 - Parte mecânica e elétrica da turbina

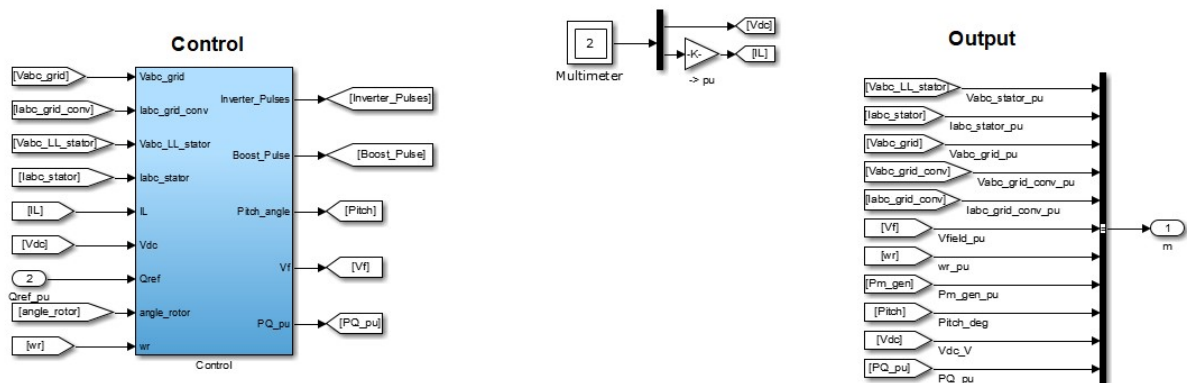


Figura 3.6 - Sistema de controle e saídas da turbina

Como foi detalhado em 2.4.2.2, a turbina tipo 4 usa um conversor PWM e tem um sistema de controle, que faz com que a turbina possa extrair o máximo de potência ativa para diferentes velocidades do vento e a potência reativa inserida na rede seja igual a potência de referência estabelecida pelo operador do sistema.

As saídas que a turbina pode fornecer são:

- Tensão trifásica do estator (pu).
- Corrente trifásica do estator (pu).
- Tensão trifásica da rede em (pu).
- Tensão trifásica no conversor (pu).
- Corrente trifásica que entra no conversor (pu).
- Tensão de campo (pu).
- Velocidade de rotação da máquina (pu).
- Potência mecânica gerada (pu).

- Ângulo da pá (°).
- Tensão DC no conversor.
- E as potências ativa e reativa geradas (pu).

Como foi mostrado na Figura 3.4, as saídas selecionadas foram as potências ativa e reativa, que são multiplicadas por um ganho de $2 \cdot 10^6$, de forma que o gráfico obtido em *Scope* esteja na escala de MW e MVar, respectivamente.

Uma vez que estes estudos são voltados a analisar os harmônicos do sistema e as frequências de chaveamento usados no PWM são muito elevadas, é necessário que o passo de simulação seja de dois microssegundos [87], que corresponde a uma frequência de amostragem de 500 kHz.

3.2.1.6 Transformadores

No sistema encontram-se dois transformadores, um que conecta as Barras 633 e 634, apresentado na Figura 3.2, e o transformador que conecta a turbina eólica à Barra 692, como apresentado na Figura 3.4. Estes serão detalhados na Tabela 3.5, onde são apresentadas as barras que são conectadas por transformadores, as tensões primária e secundária fase-fase, a potência e a estrutura (Y - Estrela; Yg – Estrela aterrada; ou Δ Delta):

Tabela 3.5 - Transformadores

Barras	Tensão primária	Tensão secundária	Potência (VA)	Estrutura
633-634	4160	480	$500 \cdot 10^3$	Yg-Yg
692-Turbina	4160	575	$5 \cdot 10^6$	Δ -Yg

3.2.1.7 Medidores

No sistema, foram inseridos três blocos para a medição de tensão e corrente trifásicas. Esses blocos foram posicionados nas Barras 632 (Barra Swing), 633 e 692.

Os dados desses blocos são enviados para um subsistema representado por um bloco verde na Figura 3.2, com nome “Power-Flow Results”. Esse bloco é apresentado na Figura 3.7:

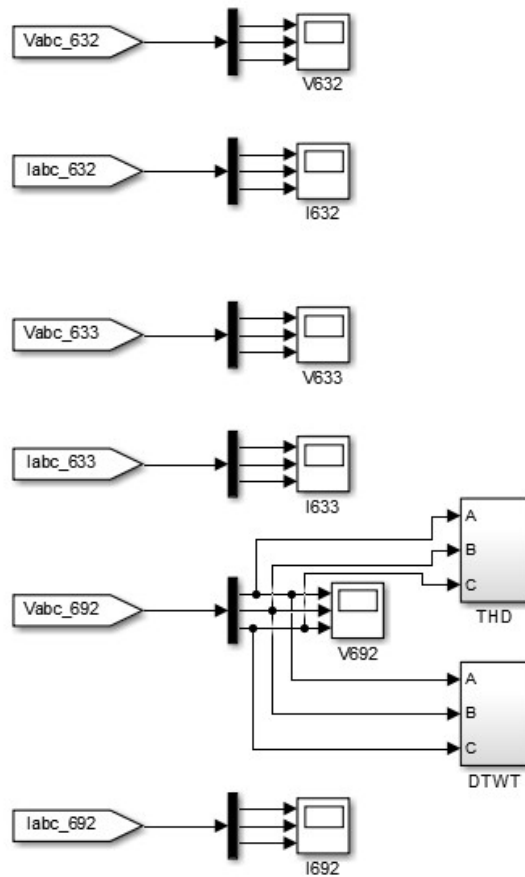


Figura 3.7 - Subsistema “Power-Flow Results”

É importante observar que os dados coletados da tensão da Barra 692 foram enviados para dois outros subsistemas chamados de “DTWT” e “THD”, que serão detalhados posteriormente.

3.2.2 DTWT

O subsistema “DTWT” apresentado na Figura 3.7, é composto por outros três subsistemas. Os dados de cada fase são enviados para o subsistema correspondente a sua fase, como apresentado na Figura 3.8:

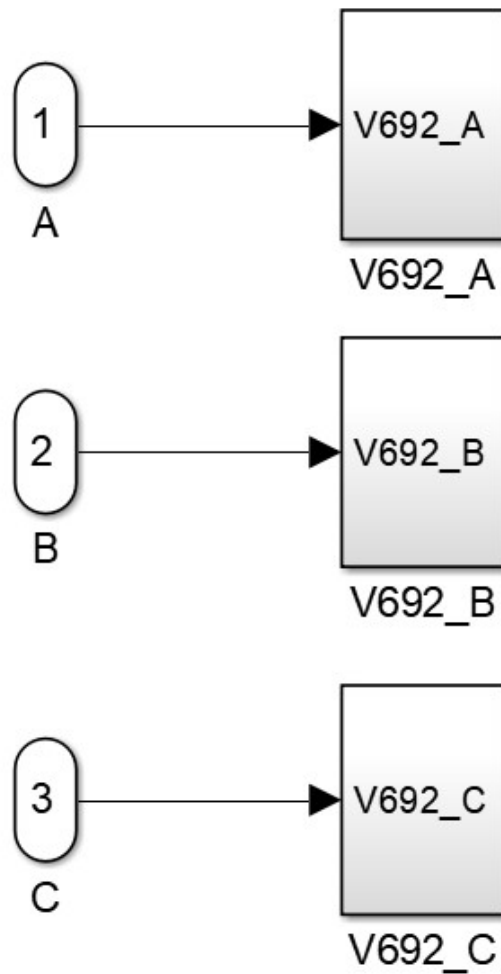


Figura 3.8 - Subsistema "DTWT"

Esses subsistemas são idênticos entre si, e neles é feita a decomposição de um sinal através do filtro DTWT de oito níveis que usa a *wavelet* Daubechies 45 (db45) como *wavelet mãe*. Esse filtro é apresentado na Figura 3.9:

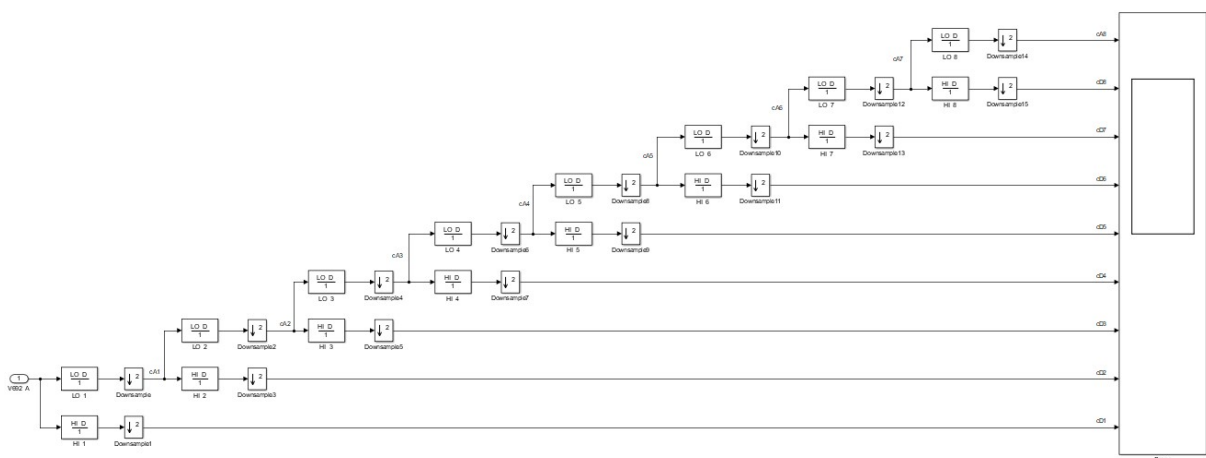


Figura 3.9 - Filtro DTWT de oito níveis

Neste filtro de oito níveis tem-se um total de 9 filtros equivalentes, cujas equações são apresentadas em (3.3):

$$\left\{ \begin{array}{l} H0(z) = LO_D(z) \cdot LO_D(z^2) \cdot LO_D(z^4) \cdot LO_D(z^6) \cdot LO_D(z^8) \cdot LO_D(z^{10}) \cdot LO_D(z^{12}) \cdot LO_D(z^{14}) \\ H1(z) = LO_D(z) \cdot LO_D(z^2) \cdot LO_D(z^4) \cdot LO_D(z^6) \cdot LO_D(z^8) \cdot LO_D(z^{10}) \cdot LO_D(z^{12}) \cdot HI_D(z^{14}) \\ H2(z) = LO_D(z) \cdot LO_D(z^2) \cdot LO_D(z^4) \cdot LO_D(z^6) \cdot LO_D(z^8) \cdot LO_D(z^{10}) \cdot HI_D(z^{12}) \\ H3(z) = LO_D(z) \cdot LO_D(z^2) \cdot LO_D(z^4) \cdot LO_D(z^6) \cdot LO_D(z^8) \cdot HI_D(z^{10}) \\ H4(z) = LO_D(z) \cdot LO_D(z^2) \cdot LO_D(z^4) \cdot LO_D(z^6) \cdot HI_D(z^8) \\ H5(z) = LO_D(z) \cdot LO_D(z^2) \cdot LO_D(z^4) \cdot HI_D(z^6) \\ H6(z) = LO_D(z) \cdot LO_D(z^2) \cdot HI_D(z^4) \\ H7(z) = LO_D(z) \cdot HI_D(z^2) \\ H8(z) = HI_D(z) \end{array} \right. \quad (3.3)$$

Através de uma rotina no MATLAB, obteve-se as respostas de cada filtro, como apresentado na Figura 3.10:

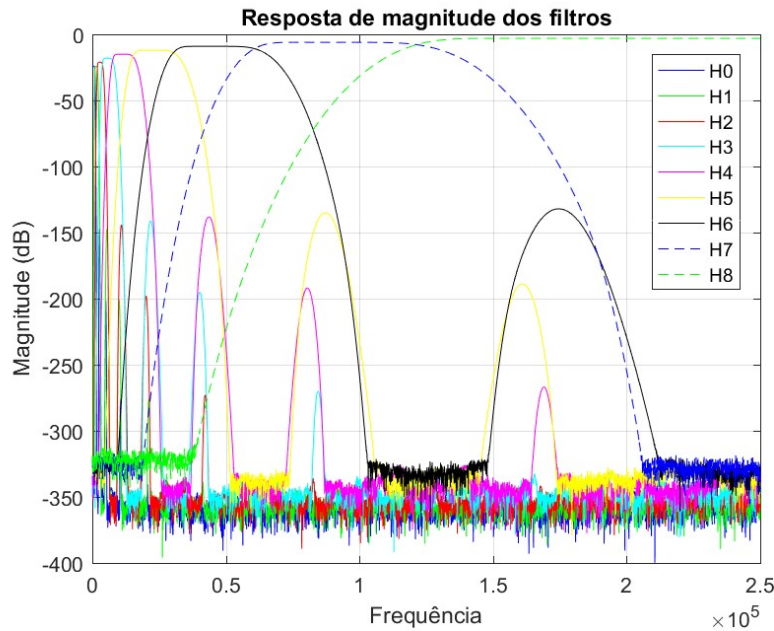


Figura 3.10 - Resposta dos filtros que compõem a DWT de oito níveis

Uma vez que a frequência de amostragem é de 500 kHz, a maior frequência que pode ser obtida é de 250 kHz, como apresentado na Figura 3.10.

A divisão feita pelo filtro DTWT é uma divisão logarítmica, como apresentado em 2.3.3.1. Quando um filtro possui muitos níveis, as larguras de banda correspondente aos níveis mais baixos de frequência ficam cada vez mais compactas ao serem comparadas com as bandas de alta frequência. Para ter uma melhor visualização dessas bandas, um zoom é aplicado na Figura 3.10 e apresentado na Figura 3.11:

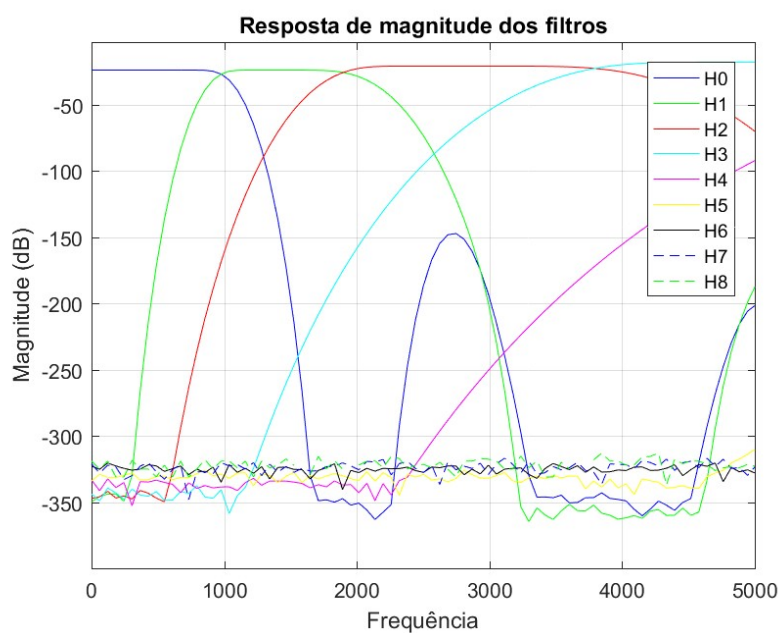


Figura 3.11 - Resposta dos filtros de baixa frequência

A saída de um filtro de 8 níveis é denotada através de coeficientes cD_k ($k = 1, 2, \dots, 8$) e cA_8 , onde cD_k representa a saída dos filtros de alta frequência e cA_8 representa saída do filtro de baixa frequência. Seguindo o padrão da Tabela 2.4, tem-se a Tabela 3.6:

Tabela 3.6 - Largura de banda dos coeficientes de saída do filtro

Coefficiente	Largura de banda	Frequência central
cD_1	125 – 250 kHz	187,5 kHz
cD_2	62,5 – 125 kHz	93,75 kHz
cD_3	31,25 – 62,5 kHz	46,875 kHz
cD_4	15,625 – 31,25 kHz	23,44 kHz
cD_5	7,8125 – 15,625 kHz	11,72 kHz
cD_6	3,9 – 7,8125 kHz	5,86 kHz
cD_7	1,95 – 3,9 kHz	2,93 kHz
cD_8	976,5 – 1950 Hz	1465 Hz

cA_8	0 – 976,5 Hz	488,3 Hz
--------	--------------	----------

A proposta do estudo foi observar a resposta de cada um desses coeficientes nas três fases e coletar as informações que eles fornecem quando acontece uma contingência na rede.

3.2.3 THD

O subsistema “THD” é apresentado na Figura 3.12:

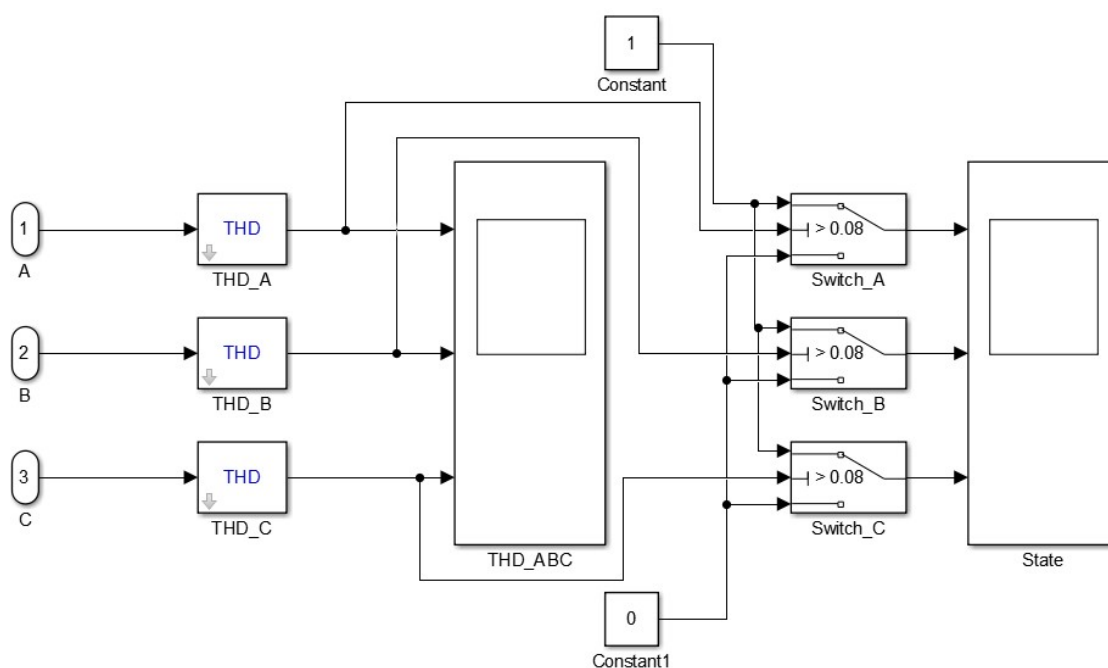


Figura 3.12 - Subsistema "THD"

Os dados de cada fase são enviados para o bloco *THD*, que se encontra disponível na biblioteca do *Simulink*, que faz o cálculo da THD do sinal. O resultado dado pelos blocos *THD* de cada fase são enviados para uma chave condicional. O nível de tensão nominal do sistema é de 4160 volts. De acordo com a Tabela 2.1, o máximo valor de distorção aceito para este nível de tensão é 8%. As chaves condicionais analisam o valor da THD, se for maior que 0,08 a saída da chave é 1 e o sistema encontra-se em condições inaceitáveis de operação, caso seja menor que 0,08 a saída é 0 e o sistema está em condições aceitáveis de operação.

3.3 Simulações

Nesta seção serão descritas as simulações que foram feitas no *Simulink*. Devido a presença da turbina eólica, conforme foi descrito na seção 3.2.1.5, o tempo de amostragem

necessário para ter uma boa precisão é de dois microssegundos (2 μ s), que foi usado para todas as simulações.

A primeira simulação teve duração de 20 segundos e as demais de 1,2 segundos.

Algumas dessas simulações, foram voltadas a observar a resposta do sistema diante de diferentes contingências. Para executar essas contingências foi utilizado o bloco *Three-Phase Fault*, que foi inserido na Barra 671, como foi apresentado na Figura 3.2. A interface para entrar com os parâmetros desse bloco é apresentada na Figura 3.13:

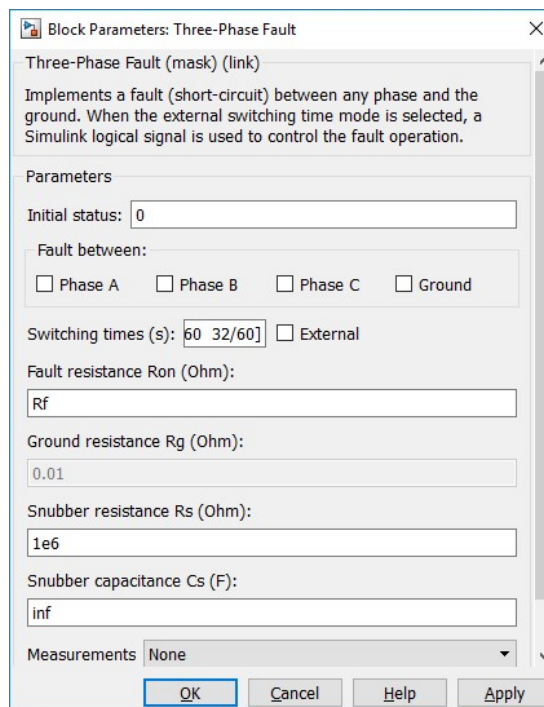


Figura 3.13 – Interface para entrar com os parâmetros do bloco *Three-Phase Fault*

A interface permite entrar com os dados de estado inicial do bloco (0 – desativado; 1 – ativado), as fases onde vai ocorrer a falta, os instantes de mudança de estado do bloco, resistência de falta, resistência da terra e resistência e capacitância snubber.

Os parâmetros utilizados para essas simulações são apresentados na Tabela 3.7:

Tabela 3.7 - Parâmetros das simulações

Estado inicial	0
Instantes de mudança de estado	$\left[\frac{20}{60}, \frac{32}{60} \right]$

Resistência de falta	$R_f \Omega$
Resistência de terra	0,01 Ω
Resistência snubber	$1 \cdot 10^6 \Omega$
Capacitância snubber	Infinita

Os instantes que ocorre a mudança de estado foram escolhidos de forma que as contingências tenham uma duração de 12 ciclos. A resistência de falta (R_f) e as fases onde acontecem as faltas serão descritas nas subseções abaixo.

Para todas as simulações a resposta da turbina eólica foi observada. Com exceção da primeira simulação, as tensões trifásicas da Barra 692 foram armazenadas, para serem usadas na WPT que será mostrado posteriormente neste capítulo, e a resposta da DTWT, a THD e o diagnóstico da THD foram observados para todas simulações.

3.3.1 *Simulação Inicial*

A primeira simulação foi mais longa que as demais. O sistema foi carregado com condições iniciais nulas e devido à inércia da turbina, foi necessário um intervalo de tempo maior para que o sistema pudesse chegar ao regime permanente.

Nesta simulação foi observado a geração da potência ativa e reativa da turbina, podendo assim, validar se o tempo de simulação escolhido foi o suficiente para o sistema entrar em regime permanente.

Ao final da simulação, o *Simulink* foi programado para salvar o valor final das variáveis de estado. Para poupar tempo computacional das simulações que vieram a seguir, estas foram programadas para iniciar carregando o valor final das variáveis de estado desta simulação como valor inicial. Assim, as demais simulações já começavam em regime permanente.

3.3.2 *Sag Monofásico de 30% Fase A*

Para esta simulação as opções “Phase A” e “Ground” da interface mostrada na Figura 3.13 foram marcadas. O valor de R_f para que a fase A tenha um sag de 30% é apresentado em (3.4):

$$R_f = 2,9 \Omega \quad (3.4)$$

3.3.3 Sag Monofásico de 50% na Fase A

Os parâmetros estabelecidos em 3.3.2 foram mantidos para esta simulação, alterando apenas o valor de R_f para que a fase A tenha um sag de 50%, apresentado em (3.5):

$$R_f = 1,4 \Omega \quad (3.5)$$

3.3.4 Sag Monofásico de 70% na Fase A

Os parâmetros estabelecidos em 3.3.2 foram mantidos para esta simulação, alterando apenas o valor de R_f para que a fase A tenha um sag de 70%, apresentado em (3.6):

$$R_f = 0,7 \Omega \quad (3.6)$$

3.3.5 Curto-Circuito Sólido na Fase A

Os parâmetros estabelecidos em 3.3.2 foram mantidos para esta simulação, alterando apenas o valor de R_f para que a fase A tenha um curto-circuito sólido, apresentado em (3.7):

$$R_f = 0,001 \Omega \quad (3.7)$$

3.3.6 Curto Bifásico nas Fases A e B

Para esta simulação as opções “Phase A” e “Phase B” da interface apresentada na Figura 3.13 foram marcadas. O valor de R_f é apresentado em (3.8):

$$R_f = 0,001 \Omega \quad (3.8)$$

3.3.7 Curto Trifásico

Para esta simulação as opções “Phase A”, “Phase B” e “Phase C” da interface apresentada na Figura 3.13 foram marcadas. O valor de R_f é apresentado em (3.9):

$$R_f = 0,001 \Omega \quad (3.9)$$

3.3.8 Abertura de Chave Trifásica

Nesta simulação não foi aplicada nenhuma contingência na rede. A chave trifásica com, nome “Breaker1”, responsável por conectar o subsistema “Conv de 6 pulsos Carga 1.2 [MW]” à rede, como é mostrado na Figura 3.2, é aberto depois de meio segundo de simulação.

3.4 Decomposição de Harmônicos Usando a WPT

As tensões trifásicas da Barra 692 das simulações 3.3.2 até a 3.3.8, foram armazenadas para o estudo de decomposição de harmônicos através da WPT. A proposta feita nesta seção, foi primeiramente identificar os três harmônicos de maior ordem de cada fase, através da transformada de Fourier, e decompor o sinal em diferentes bandas de frequência para que esses harmônicos possam ser apresentados na interface gráfica, que será detalhada no próximo capítulo.

Os sinais foram obtidos pelas simulações em um tempo de amostragem muito baixo, de dois microssegundos, o que implica em uma frequência de amostragem de 500 kHz. Antes do sinal passar pela WPT, ele é reconsiderado na amostragem para ter uma frequência de 15360 Hz, através da rotina no MATLAB apresentada abaixo:

```
[p,q] = rat(15360/Fs,tol);  
y = resample(sig,p,q);
```

Onde F_s é a frequência de amostragem igual a 500 kHz, `rat` é uma função que recebe como entrada um valor escalar ($15360/F_s$) e uma tolerância (`tol`), respectivamente, neste caso a tolerância estabelecida foi igual a zero. A saída dessa função são dois números inteiros p e q que obedecem a equação (3.10).

$$\left| \frac{p}{q} - \frac{15360}{F_s} \right| \leq tol \quad (3.10)$$

O sinal y é a saída da função `resample`. Nesta função, o sinal denominado como `sig` é reamostrado uniformemente em uma razão de p/q da amostragem original do sinal.

Após o sinal passar pelo processo de reamostragem, ele passa por um filtro WPT de oito níveis, que usa o Daubechies 45 como *wavelet mãe*. A estrutura desta WPT é apresentada na Figura 3.14.

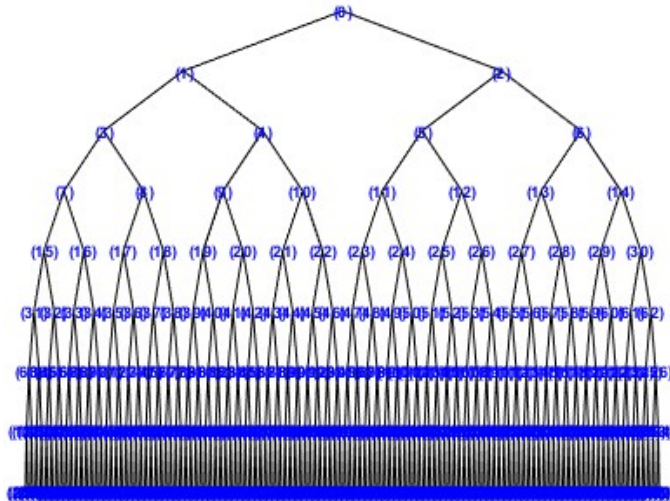


Figura 3.14 - Estrutura da WPT de oito níveis

Na primeira linha dessa estrutura, tem-se o nó zero, que representa o sinal original. Quando um sinal é amostrado em uma determinada frequência de amostragem, a maior frequência que pode ser coletada é metade da frequência de amostragem. Assim pode-se afirmar que a largura de banda do sinal no nó zero vai de 0 até 7680 Hz.

Sabe-se que a largura de banda de um nó é dividido em duas partes iguais quando passa para um nível posterior. A Tabela 3.8 apresenta a largura de banda dos nós em diferentes níveis da WPT.

Tabela 3.8 - Largura de banda dos nós da WPT em seus respectivos níveis

Nível	Largura de banda (Hz)
0	7680
1	3840
2	1920
3	960
4	480
5	240
6	120

7	60
8	30

Nesse estudo, os harmônicos foram considerados até a 15^o ordem. No nível 8 tem-se 256 nós, que são enumerados de 255 até 510. Através do código de *Gray* e com o auxílio da estrutura apresentada na Figura 3.14, obteve-se a localização da banda de cada nó até o nível da frequência de interesse, como é mostrado na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 – Código de *Gray* da WPT de oito níveis até o 15^o harmônico

Código de <i>Gray</i>	Banda (Hz)	Nó		Código de <i>Gray</i>	Banda (Hz)	Nó
00000000	0 – 30	255		00011000	480 – 510	279
00000001	30 – 60	256		00011001	510 – 540	280
00000011	60 – 90	258		00011011	540 – 570	282
00000010	90 – 120	257		00011010	570 – 600	281
00000110	120 – 150	261		00011110	600 – 630	285
00000111	150 – 180	262		00011111	630 – 660	286
00000101	180 – 210	260		00011101	660 – 690	284
00000100	210 – 240	259		00011100	690 – 720	283
00001100	240 – 270	267		00010100	720 – 750	275
00001101	270 – 300	268		00010101	750 – 780	276
00001111	300 – 330	270		00010111	780 – 810	278
00001110	330 – 360	269		00010110	810 – 840	277

00001010	360 – 390	265		00010010	840 – 870	273
00001011	390 – 420	266		00010011	870 – 900	274
00001001	420 – 450	264		00010001	900 – 930	272
00001000	450 – 480	263				

Os harmônicos podem ser obtidos através de uma combinação dos nós. Essa combinação é feita de forma que a frequência de interesse esteja centralizada na largura de banda resultante. Na Tabela 3.10 é mostrada essa combinação para harmônicos ímpares.

Tabela 3.10 - Combinação dos nós para harmônicos ímpares

Harmônico	Nó	Largura de banda (Hz)	Centro (Hz)		Harmônico	Nó	Largura de banda (Hz)	Centro (Hz)
Fundamental	256	30 – 90	60		9°	280	510 – 570	540
	258					282		
3°	260	150 – 210	180		11°	284	630 – 690	660
	262					286		
5°	268	270 – 330	300		13°	276	750 – 810	780
	270					278		
7°	264	390 – 450	420		15°	272	870 – 930	900
	266					274		

E na Tabela 3.11 é mostrada a combinação de nós para harmônicos pares.

Tabela 3.11 – Combinação dos nós para harmônicos pares

Harmônico	Nó	Largura de banda (Hz)	Centro (Hz)		Harmônico	Nó	Largura de banda (Hz)	Centro (Hz)
2°	257	90 – 150	120		10°	281	570 – 630	600
	261					285		
4°	259	210 – 270	240		12°	275	690 – 750	720
	267					283		
6°	265	330 – 390	360		14°	273	810 – 870	840
	269					277		
8°	263	450 – 510	480					
	279							

3.5 Mapa de Calor Tempo vs Harmônicos vs Amplitude

Quando a transformada de Fourier é aplicada em um intervalo de um sinal, a resposta da mesma é um gráfico de frequência vs amplitude, denominado como espectro de frequência, sem nenhuma informação sobre a janela de tempo usada para obtê-la. A proposta desta seção se concentra na representação de três variáveis: tempo, frequência e amplitude em um único gráfico, disponibilizando para o operador a opção de mudar a resolução tempo-frequência, através de uma interface que será mostrada no próximo capítulo.

Primeiramente, foi feita uma superfície a partir do espectro de frequência inserindo um eixo para o tempo, ortogonal aos eixos de frequência e de amplitude. O gráfico do espectro de frequência será ‘esticado’ na direção do eixo do tempo, até chegar ao valor correspondente à janela de tempo usada na transformada de Fourier. O processo é repetido para as janelas que vem em sequência.

Quando uma janela de tempo mais larga é usada na transformada de Fourier, a superfície resultante terá uma baixa resolução de tempo e uma alta resolução de frequência. Caso seja

usada uma janela mais curta, tem-se uma alta resolução de tempo e uma baixa resolução de frequência. Isso será mais detalhado no exemplo abaixo.

Seja um sinal, amostrado na frequência de 15360 Hz, descrito pela equação (3.11) e representado na Figura 3.15:

$$f(t) = \begin{cases} \sin(2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot t) + \frac{1}{3} \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot 180 \cdot t), & p/ 0 \leq t \leq 0,15 \\ \sin(2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot t) + \frac{1}{9} \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot 540 \cdot t), & p/ 0,15 < t \leq 0,18 \\ \sin(2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot t) & ,p/ 0,18 < t \leq 0,4 \end{cases} \quad (3.11)$$

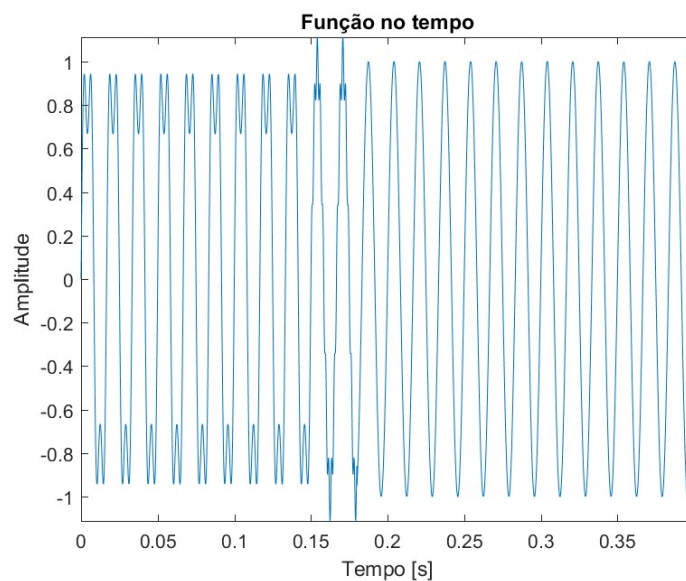


Figura 3.15 - Função no tempo

Pode ser observado que este sinal no intervalo 0 até 0,15 segundos tem a presença da fundamental e do terceiro harmônico com amplitude três vezes menor que a fundamental. Em seguida no intervalo de 0,15 e 0,18 segundos tem a fundamental e o nono harmônico com amplitude nove vezes menor que a da fundamental e depois disso tem-se apenas a fundamental.

Usando uma janela de três ciclos para obter a transformada de Fourier ao longo do sinal, tem-se uma resolução de tempo de 0,05 segundos. A superfície obtida é mostrada na Figura 3.16.

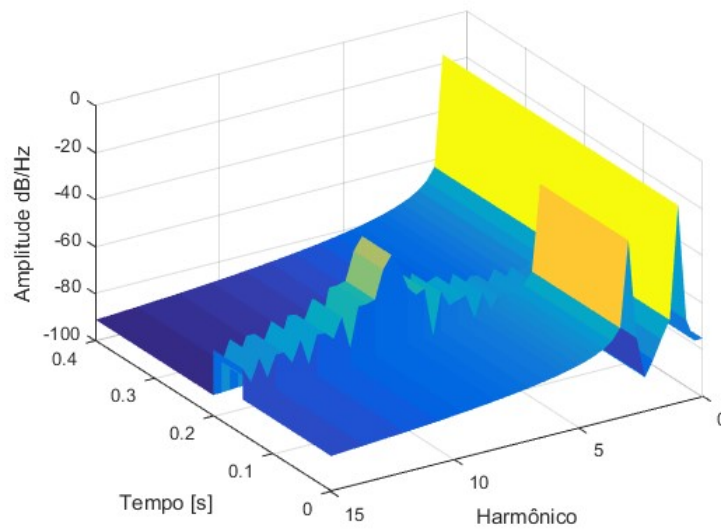


Figura 3.16 - Tempo vs Harmônico vs Amplitude dB/Hz com janela de 3 ciclos

O eixo de frequência na figura acima, encontra-se na escala de harmônico. Para facilitar a visualização, esta superfície é representada em um gráfico de dois eixos, através de um mapa de calor na Figura 3.17.

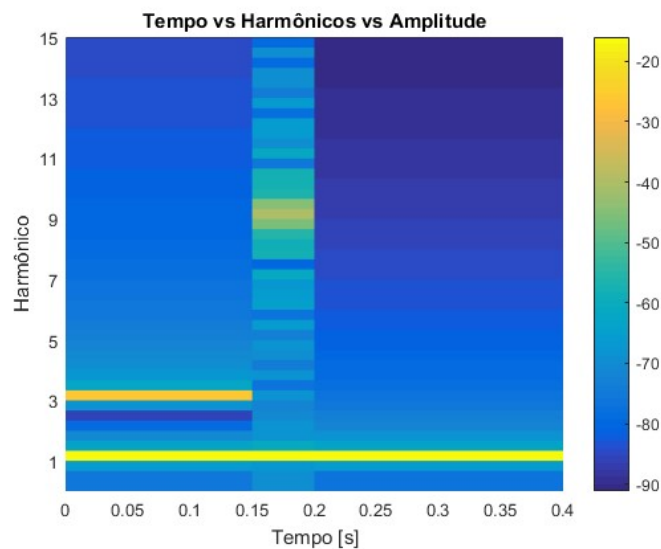


Figura 3.17 - Mapa de calor para janela de 3 ciclos

Pelo mapa de calor, é possível observar de forma mais simples a amplitude dos harmônicos ao longo do tempo. Tem-se uma boa resolução de tempo e frequência, sendo possível observar o instante que o 3º harmônico deixa de estar presente no sinal e a breve duração do nono harmônico.

Repetindo o mesmo procedimento para uma janela de 1 ciclo, tem-se uma resolução de tempo de 16 milissegundos, porém uma baixa resolução de frequência, como é mostrado nas Figura 3.18 e Figura 3.19.

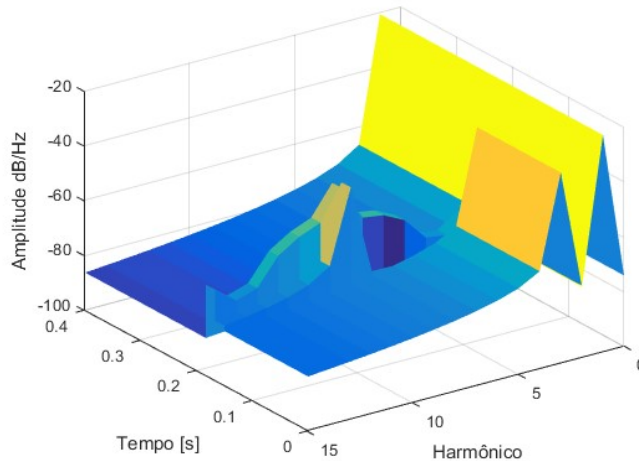


Figura 3.18 - Tempo vs Harmônico vs Amplitude dB/Hz com janela de 1 ciclo

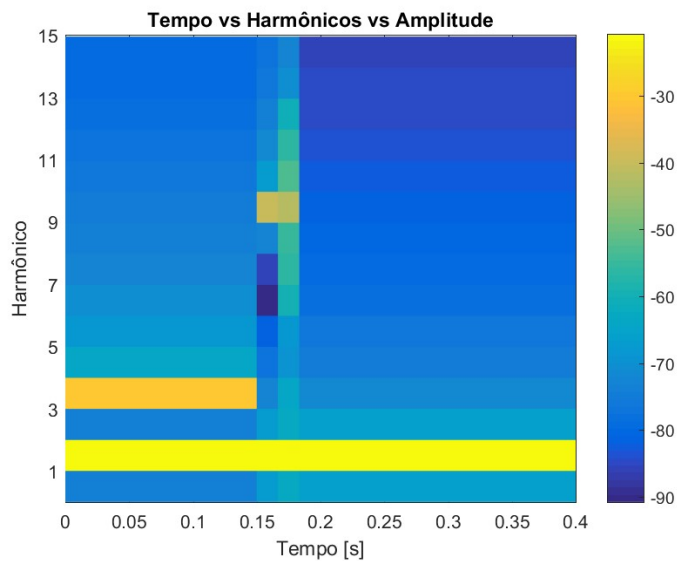


Figura 3.19 - Mapa de calor para janela de 1 ciclo

Apesar da maior resolução no tempo mostrar com maior precisão os instantes de mudança do sinal, a resolução de frequência é muito baixa. Dessa forma, tem-se uma leitura não muito precisa dos harmônicos e dos inter-harmônicos.

Quando o procedimento é repetido para 12 ciclos, tem-se uma resolução de tempo de 0,2 segundos e uma maior resolução das frequências que os dois casos acima, como será apresentado na Figura 3.20 e Figura 3.21:

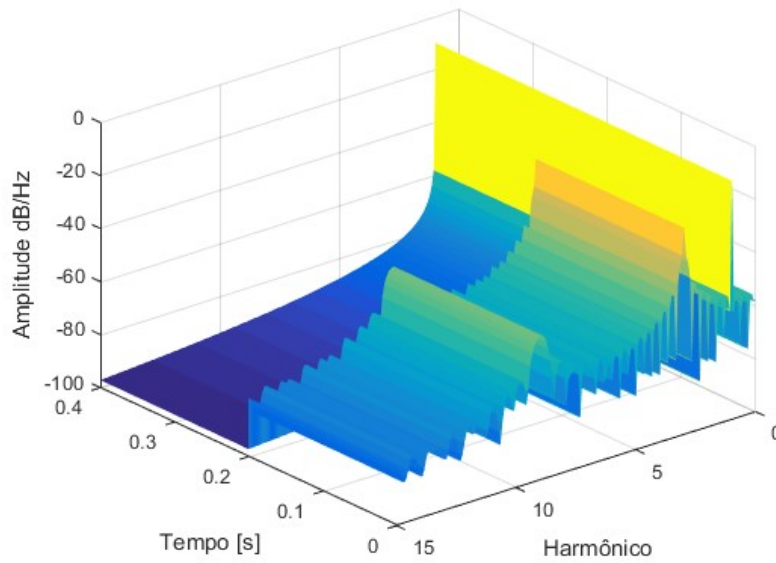


Figura 3.20 - Tempo vs Harmônico vs Amplitude dB/Hz com janela de 12 ciclos

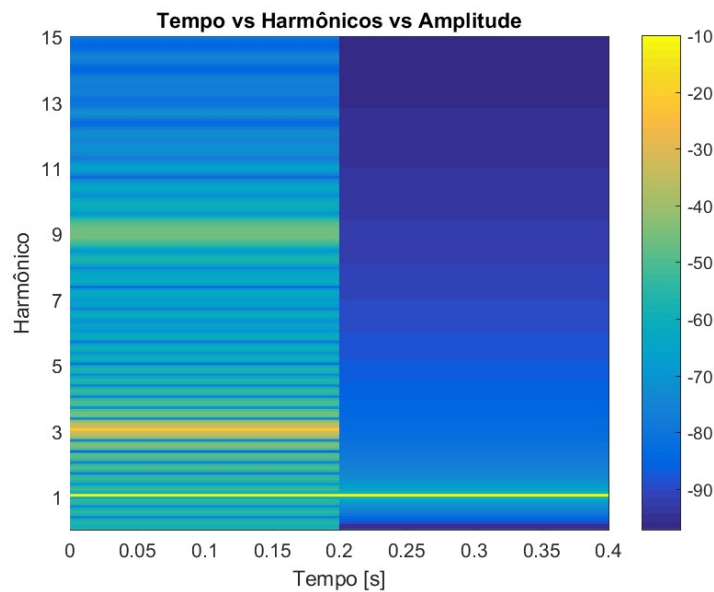


Figura 3.21 - Mapa de calor para janela de 12 ciclos

Apesar da maior resolução de frequência, a informação dada pelos dois gráficos acima não é muito precisa. Devido à baixa resolução de tempo, a informação dada por ele é que o 3º e 9º harmônicos estão presentes no sinal ao longo do intervalo de 0 a 0,2 segundos, diferente da informação dada na equação (3.11).

Através desses exemplos, é possível chegar à conclusão que a janela de tempo a ser escolhida para esse propósito, deve possibilitar uma boa resolução para ambos tempo e frequência.

4. INTERFACES GRÁFICAS

Neste trabalho foram desenvolvidas ao todo três interfaces, que serão apresentadas neste capítulo.

4.1 Primeira Interface

A primeira interface desenvolvida neste estudo é a mais simples delas. É uma pequena janela que instrui o operador a carregar um sinal trifásico (“*Enter the three-phase signal*”), pressionando o botão ‘*Browse*’, como é mostrado na Figura 4.1.

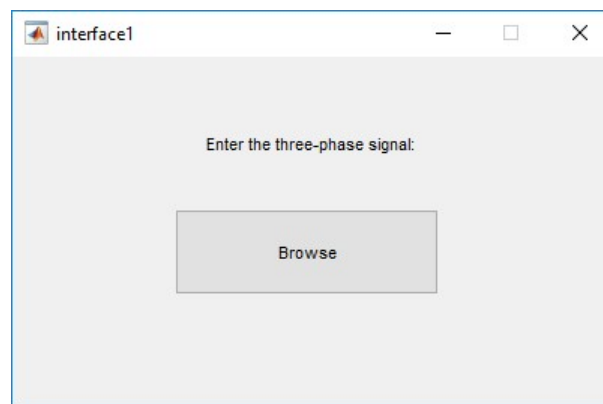


Figura 4.1 - Primeira interface

Ao pressionar este botão, o MATLAB abre uma janela exibindo apenas os arquivos ‘.mat’ como é mostrado na Figura 4.2.

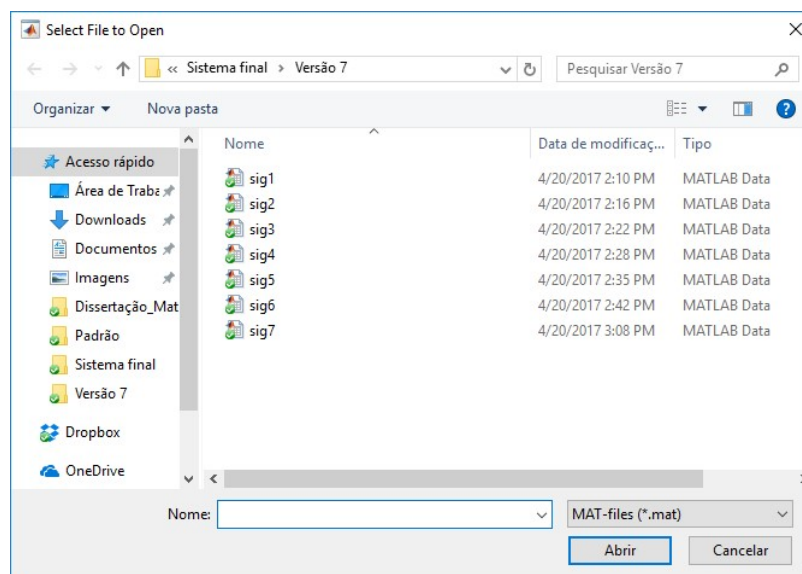


Figura 4.2 - Resposta do botão 'Browse' da primeira interface

Esses arquivos apresentados na figura acima representam a tensão trifásica da Barra 692, resultantes das simulações 3.3.2 - 3.3.8, respectivamente. Após a seleção do arquivo, o sinal de tensão de cada fase passa pela WPT de 8 níveis, apresentado em 3.4. Os nós são reagrupados conforme a Tabela 3.10 e Tabela 3.11, tendo dessa forma, a decomposição da fundamental até o 15º harmônico do sinal original de cada fase. A segunda interface é automaticamente aberta e será apresentada a seguir.

4.2 Segunda Interface

Escolhendo o sinal da simulação 3.3.2, do sag de 30% na fase A, a segunda interface é apresentada na Figura 4.3.

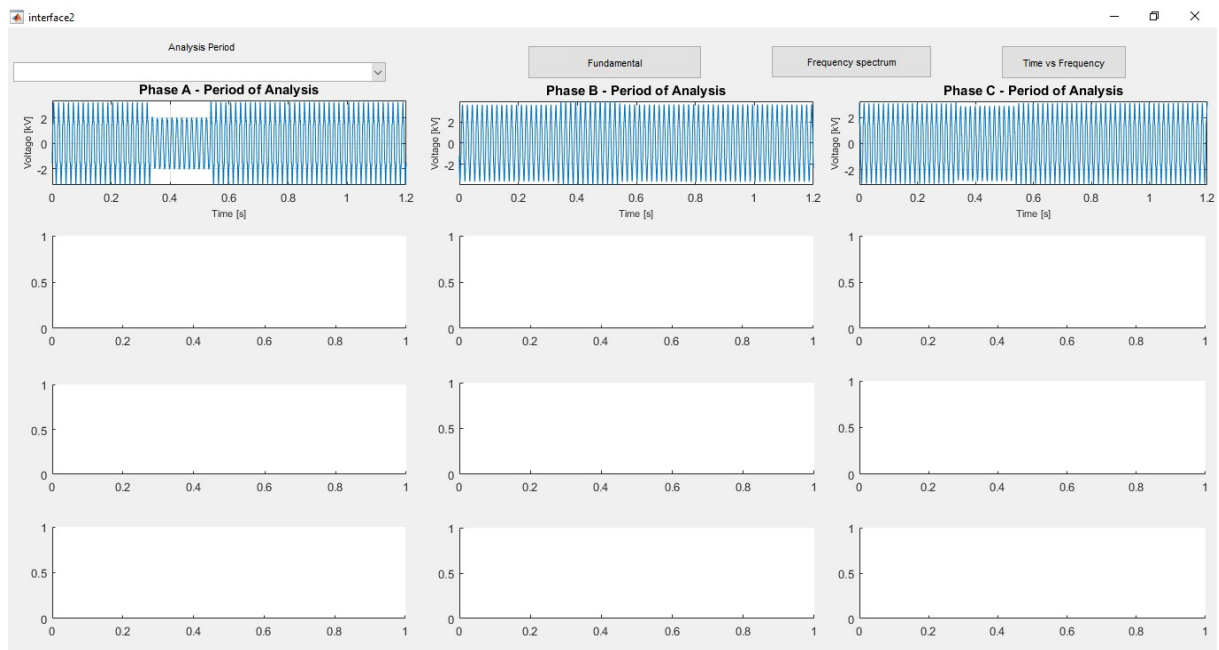


Figura 4.3 - Interface 2

A primeira coluna de gráficos é referente à fase A, a segunda para a fase B e a terceira para a fase C. Na primeira linha é mostrado o sinal das três tensões ao longo do tempo e as três linhas abaixo são para os três harmônicos de maior ordem, em um intervalo de tempo estabelecido pelo operador, apresentados de forma decrescente. A informação dos harmônicos de maior ordem é extraída pela transformada de Fourier.

A interface permite o operador a escolher um período de análise (*“Analysis Period”*), através do pop-up menu. As opções dadas pelo pop-up menu são janelas fixas de 0,2 segundos, apresentadas na Figura 4.4.

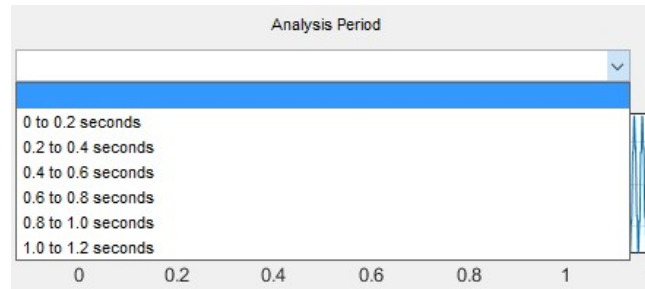


Figura 4.4 - Períodos de análise

Escolhendo o período “0.8 to 1.0 seconds”, a resposta da interface é automática, mostrada na Figura 4.5.

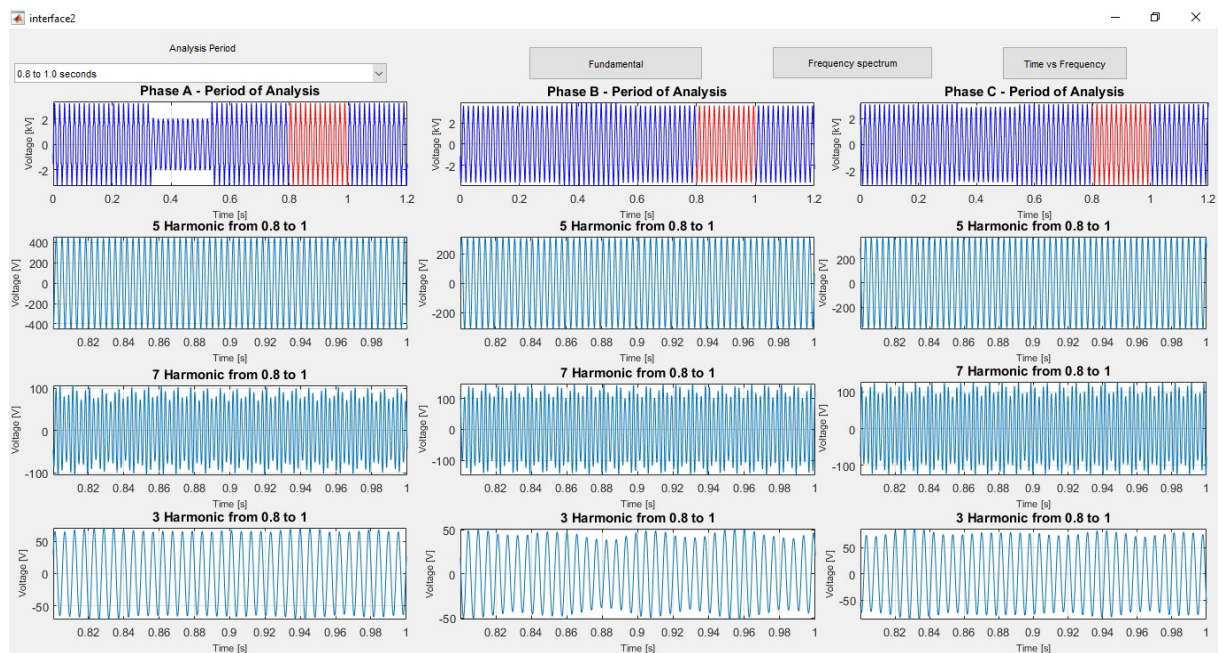


Figura 4.5 - Resposta da interface ao período escolhido

Observa-se que no instante que o operador escolhe o intervalo a ser analisado, os gráficos da primeira linha são modificados tendo o período de análise destacado. A transformada de Fourier é executada e a informação dos três maiores harmônicos de cada fase é extraída. Em seguida, os gráficos da segunda para a quarta linha são preenchidos, e neste caso mostraram que os três harmônicos de maior ordem para cada fase são os mesmos e estes são o 5^o, o 7^o e o 3^o respectivamente.

Esta interface também apresenta três botões: ‘*Fundamental*’, ‘*Frequency Spectrum*’ e ‘*Time vs Frequency*’.

Os botões ‘*Fundamental*’ e ‘*Frequency Spectrum*’ abrem uma nova figura no MATLAB. No primeiro, tem-se um gráfico para cada fase, onde é feita uma comparação do

sinal medido com a fundamental decomposta da WPT, como é mostrado na Figura 4.6. No segundo, o espectro de frequência de cada fase é mostrado, como é mostrado na Figura 4.7. Ambos gráficos são referentes ao período de análise escolhido no pop-up menu.

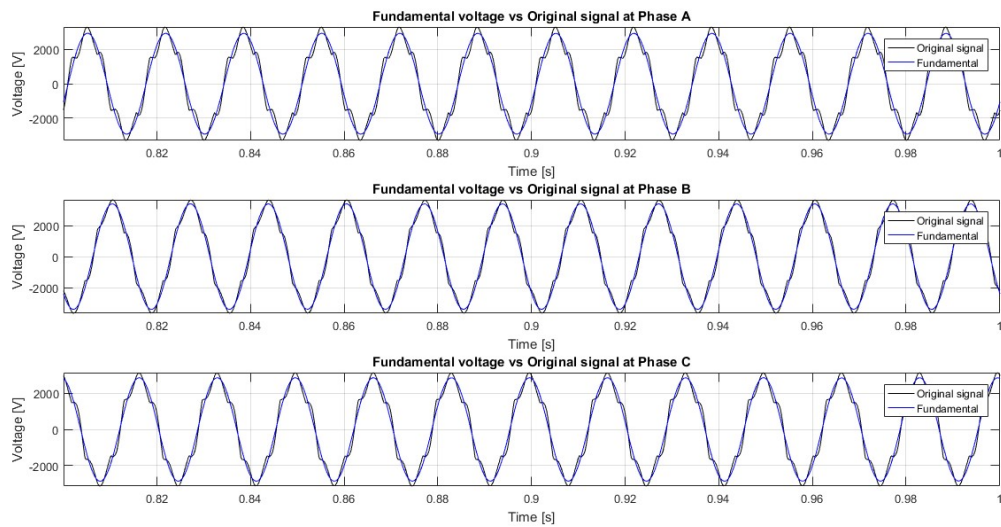


Figura 4.6 - Sinal original vs Fundamental de 0,8 a 1,0 segundos

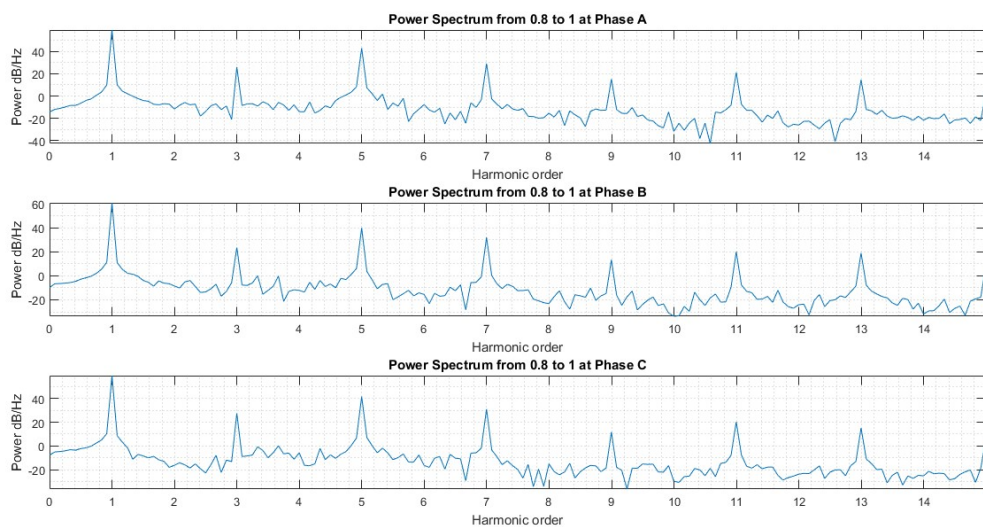


Figura 4.7 - Espectro de frequência de 0,8 a 1,0 segundos

O botão 'Time vs Frequency' abre a terceira interface, que será apresentada a seguir.

4.3 Terceira Interface

A terceira interface foi feita para apresentar as três grandezas: tempo – frequência – amplitude através de um mapa de calor, como foi apresentado em 3.5, para todas as fases. Esta é apresentada na Figura 4.8.

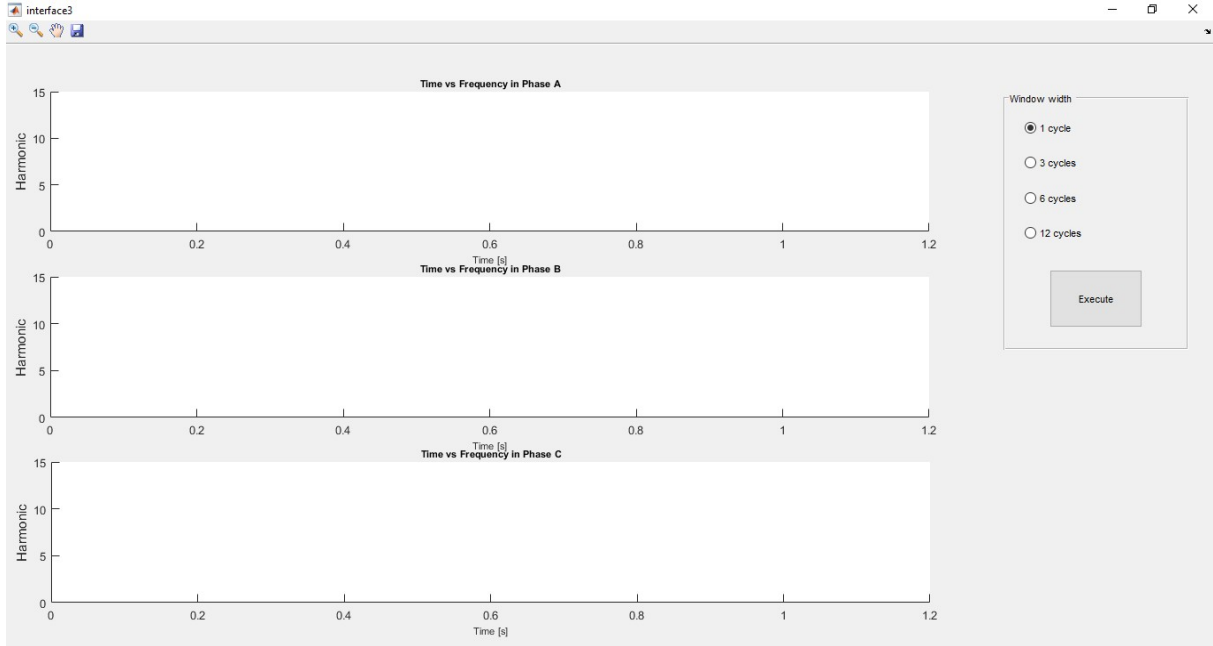


Figura 4.8 - Interface 3

A interface permite que o operador possa escolher a resolução de tempo. Isso é feito alterando largura da janela a ser usada na transformada de Fourier ao longo do sinal, através do menu '*Window width*'. As opções de janela são de 1 ciclo, 3 ciclos, 6 ciclos e 12 ciclos e o programa é executado após o botão '*Execute*' ser pressionado.

5. RESULTADOS

Nessa seção serão primeiramente apresentados os resultados das simulações feitas no *Simulink*, mostradas em 3.3. Para a primeira simulação foi observada apenas a geração de potência da turbina, de forma que o tempo usado para a simulação possa ser validado como o suficiente para o sistema chegar ao regime permanente, como explicado em 3.3.1.

As demais simulações (3.3.2 - 3.3.8) se iniciam em regime permanente. Nestas são observados a potência gerada na turbina, a resposta da DTWT, a THD e o diagnóstico da THD.

Em seguida, serão apresentados os resultados de análise de sinais. Estes sinais foram as tensões trifásicas da Barra 692 das simulações 3.3.2 - 3.3.8, cujos resultados serão apresentados através das interfaces apresentadas no Capítulo 4.

5.1 Resultados das Simulações

5.1.1 *Simulação Inicial*

A geração de potência da turbina é apresentada na Figura 5.1.

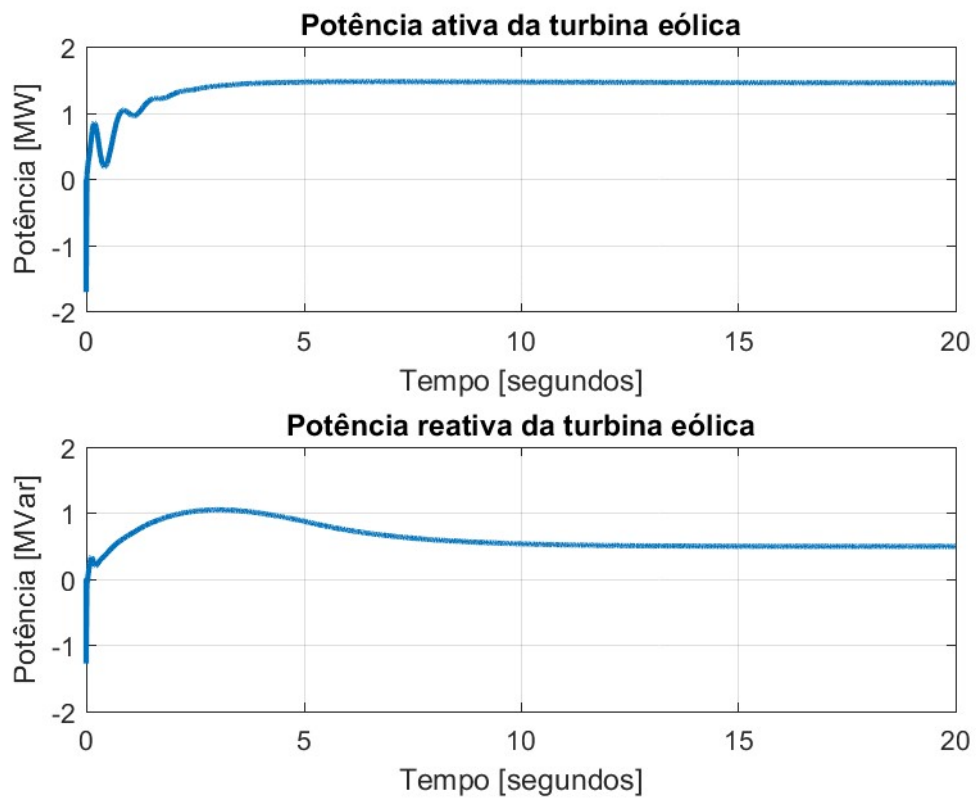


Figura 5.1 - Geração de potências da turbina na simulação inicial

Observa-se que o tempo escolhido para simulação foi o suficiente para o sistema chegar ao regime permanente. As gerações de potência ativa e reativa da turbina convergiram próximos de 1,5 MW e 0,5 MVar, respectivamente.

5.1.2 Sag Monofásico de 30% na Fase A

A resposta da turbina nesta simulação é apresentada na Figura 5.2.

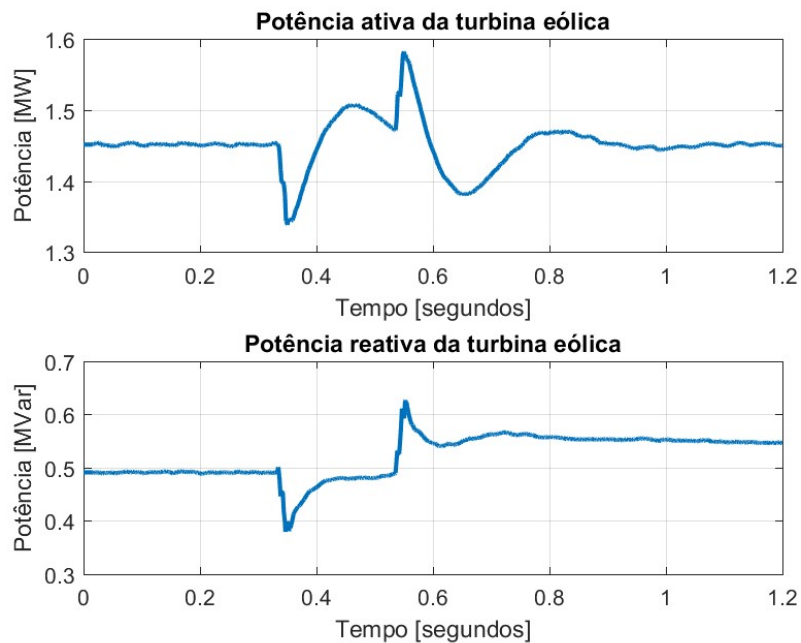


Figura 5.2 - Geração da turbina quando ocorre um sag de 30% na fase A

No período que o sag ocorre, de 0,333 a 0,533 segundos, ocorrem bruscas variações em ambas potências geradas. Após o sistema recuperar, observa-se que a potência ativa volta rapidamente para seu valor inicial e a reativa necessita de mais tempo para voltar.

A resposta da DTWT das três fases, são apresentadas nas Figura 5.3 - Figura 5.5.

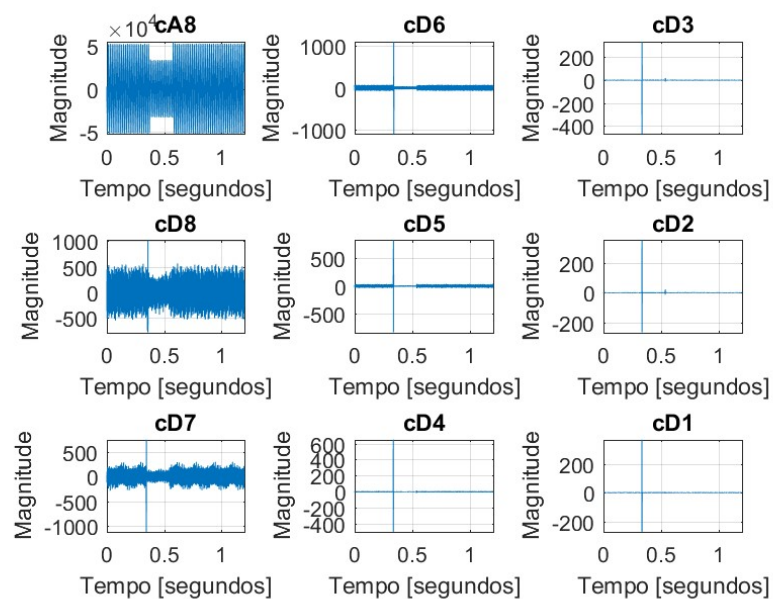


Figura 5.3 – DTWT da fase A quando ocorre um sag de 30% na fase A

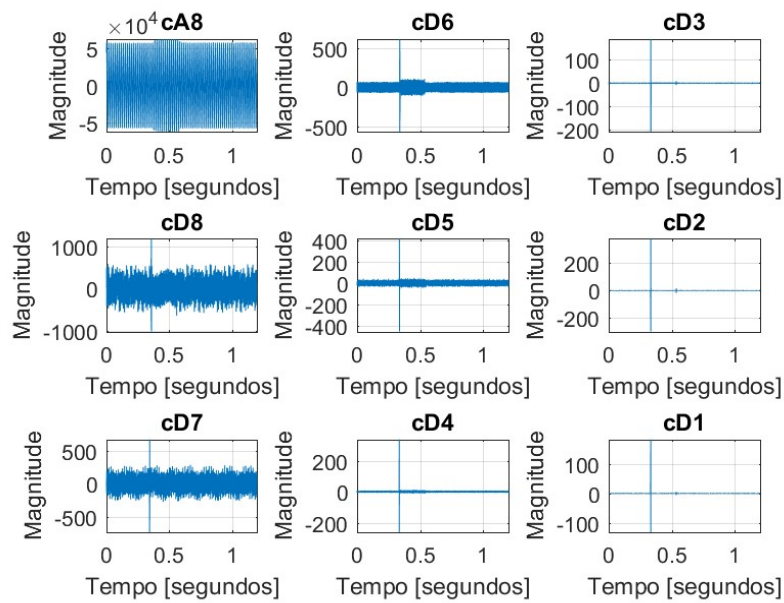


Figura 5.4 – DTWT da fase B quando ocorre um sag de 30% na fase A

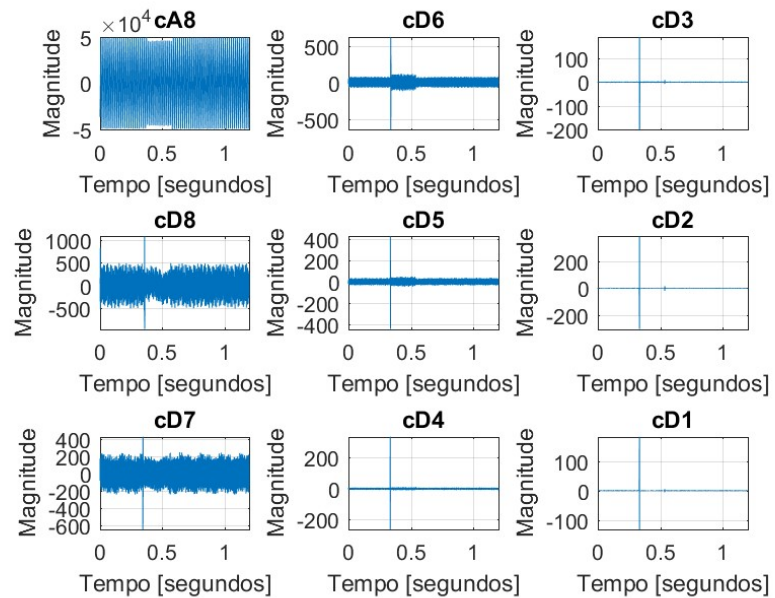


Figura 5.5 - DTWT da fase C quando ocorre um sag de 30% na fase A

Observando a resposta dada pelos coeficientes, é possível coletar duas informações muito importantes. A primeira delas, seriam os instantes que o sag iniciou e encerrou. Isso pode ser observado nos coeficientes que correspondem as mais altas frequências, como o cD2 e cD3 por exemplo, que apresentam um comportamento semelhante nas três fases. Observando o coeficiente cD2 da fase A, na Figura 5.6, é possível observar que a DTWT apresenta uma maior

sensibilidade para detectar o instante que ocorre o sag, quando comparado com o instante em que o sag termina.

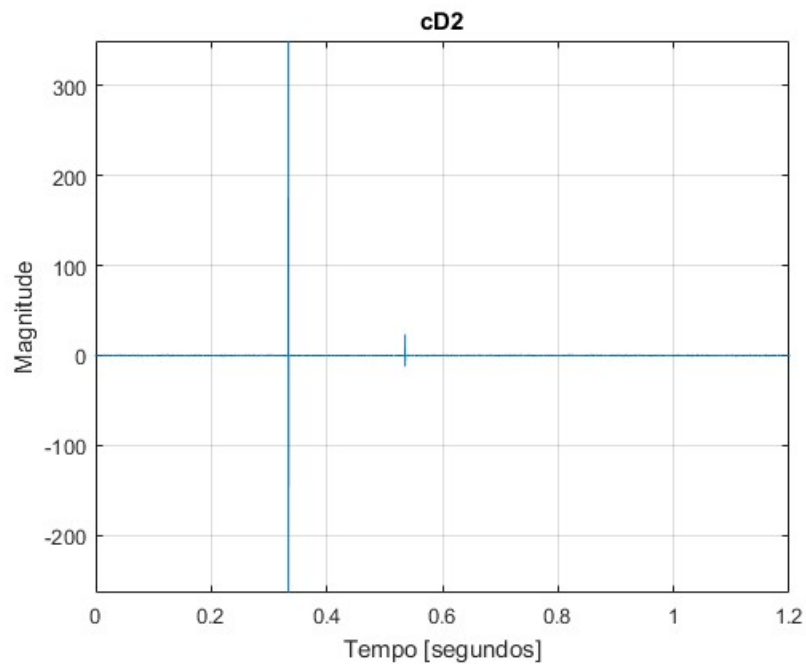


Figura 5.6 - Coeficiente cD2 da fase A quando ocorre um sag de 30% na fase A

Na teoria de análise de curto-circuito, quando uma contingência monofásica ocorre é de se esperar que as fases sadias tenham uma sobretensão, porém, observa-se que na fase C ocorre uma pequena subtensão devido a topologia da rede. Por outro lado, os coeficientes cD5 e cD6 apresentaram um comportamento que condiz com a teoria. Os coeficientes cD6 das fases A, B e C são apresentados na Figura 5.7.

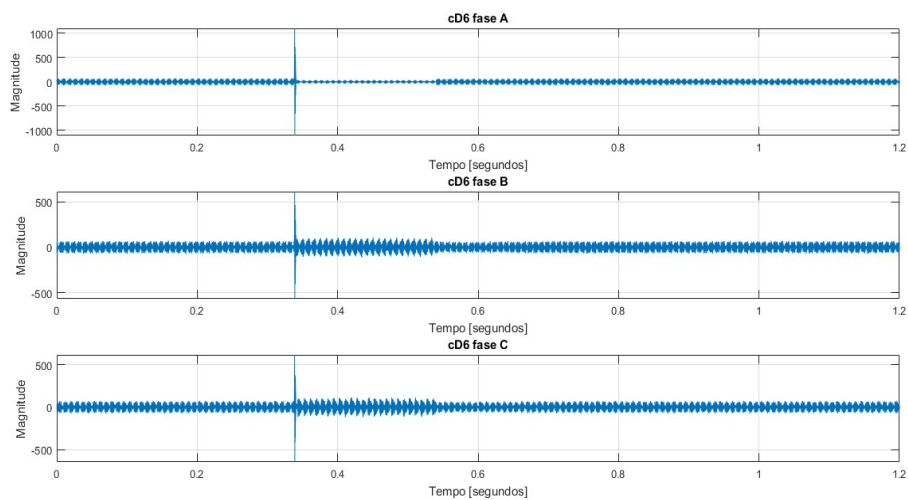


Figura 5.7 - cD6 das três fases quando ocorre um sag de 30% na fase A

Dessa forma, a DTWT pode detectar os instantes de início e término de uma contingência através dos coeficientes de mais alta frequência e prover um diagnóstico de qual tipo de contingência que está ocorrendo.

A THD dessas três fases é apresentado na Figura 5.8:

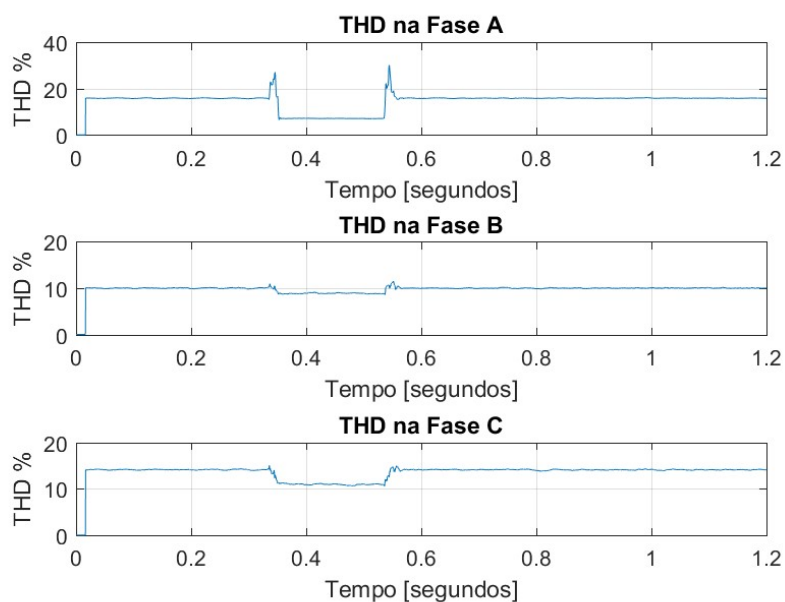


Figura 5.8 - THD das três fases quando ocorre um sag de 30% na fase A
E o diagnóstico delas é apresentado na Figura 5.9.

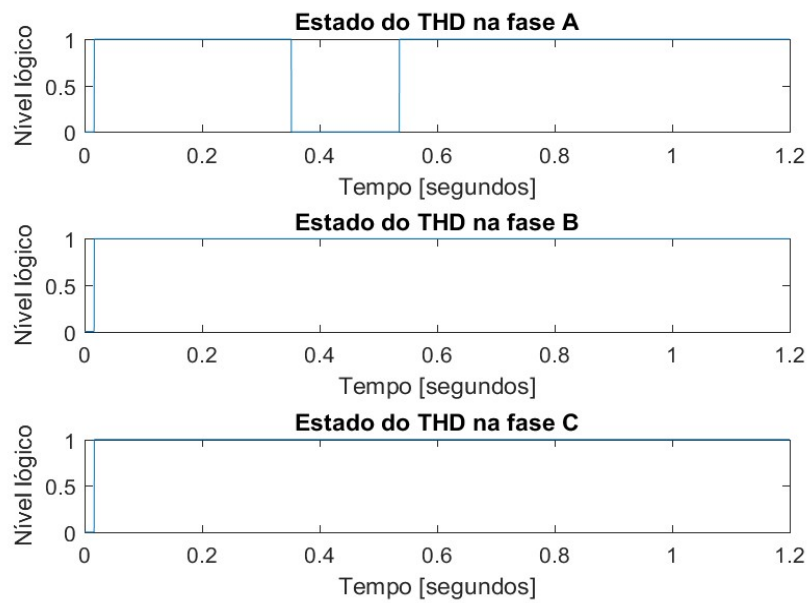


Figura 5.9 - Diagnóstico da THD das três fases quando ocorre um sag de 30% na fase A

Observa-se que quando o sistema está em condições normais de operação, as três fases do sistema se encontram em níveis inaceitáveis de distorção. No período do sag apenas a fase A se encontra em um nível aceitável de distorção.

5.1.3 Sag Monofásico de 50% na Fase A

A resposta da turbina é apresentada na Figura 5.10.

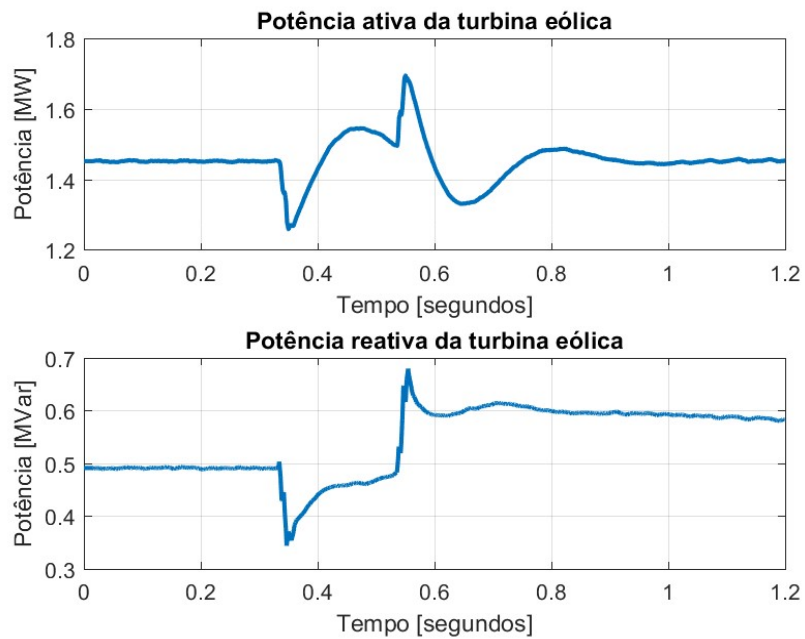


Figura 5.10 - Geração da turbina quando ocorre um sag de 50% na fase A

Observa-se que neste cenário, a variação de ambas potências foi maior que a do cenário anterior. A potência ativa volta rapidamente ao valor inicial e para a potência reativa será necessário um tempo ainda maior para voltar ao valor inicial.

A DTWT das três fases é apresentado nas Figura 5.11 – Figura 5.13.

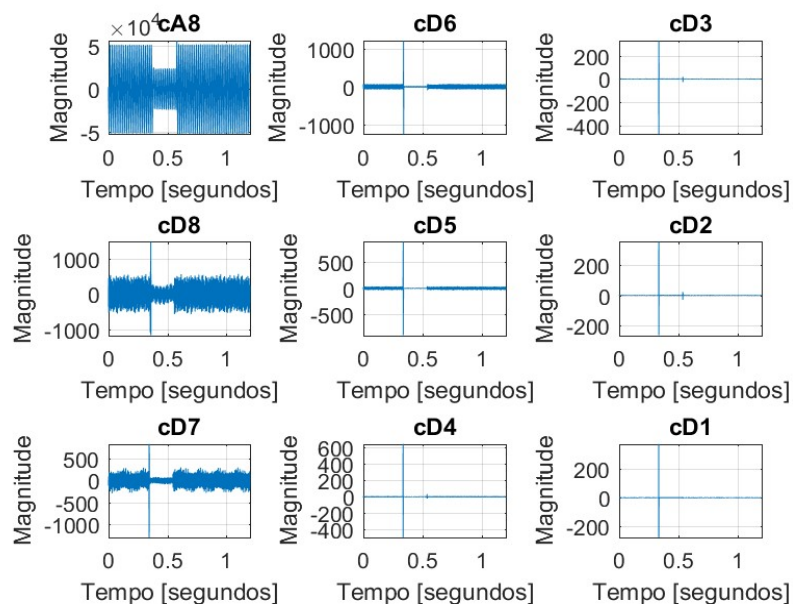


Figura 5.11 - DTWT da fase A quando ocorre um sag de 50% na fase A

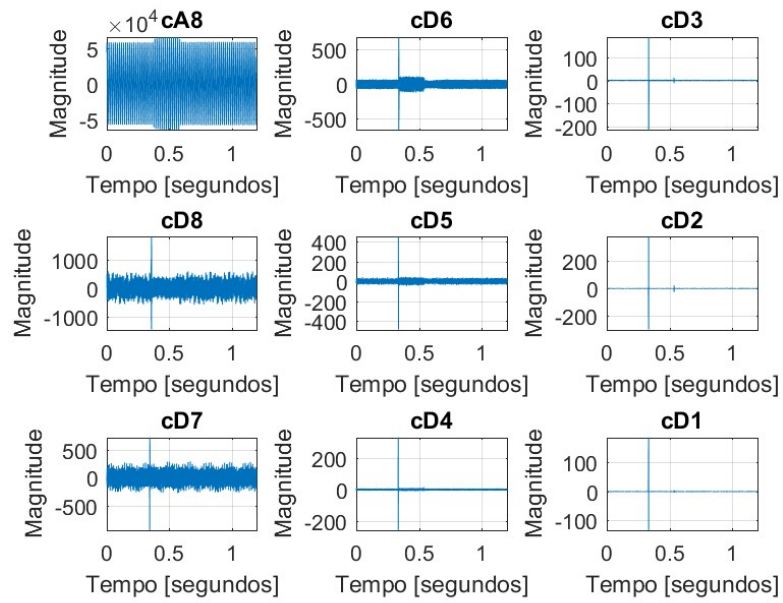


Figura 5.12 - DTWT da fase B quando ocorre um sag de 50% na fase A

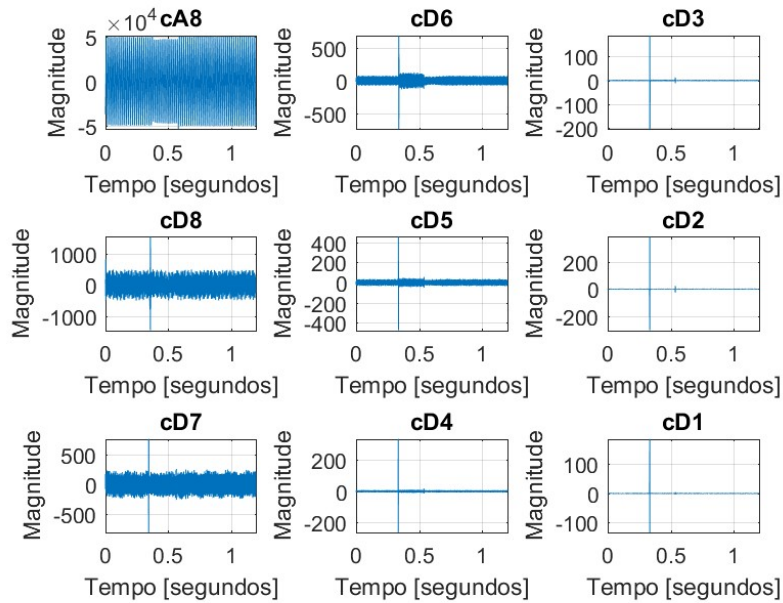


Figura 5.13 - DTWT da fase C quando ocorre um sag de 50% na fase A

Neste cenário, o coeficiente cD2 apresenta uma sensibilidade um pouco maior quando o sistema é restaurado a condições normais de operação, mostrado na Figura 5.14.

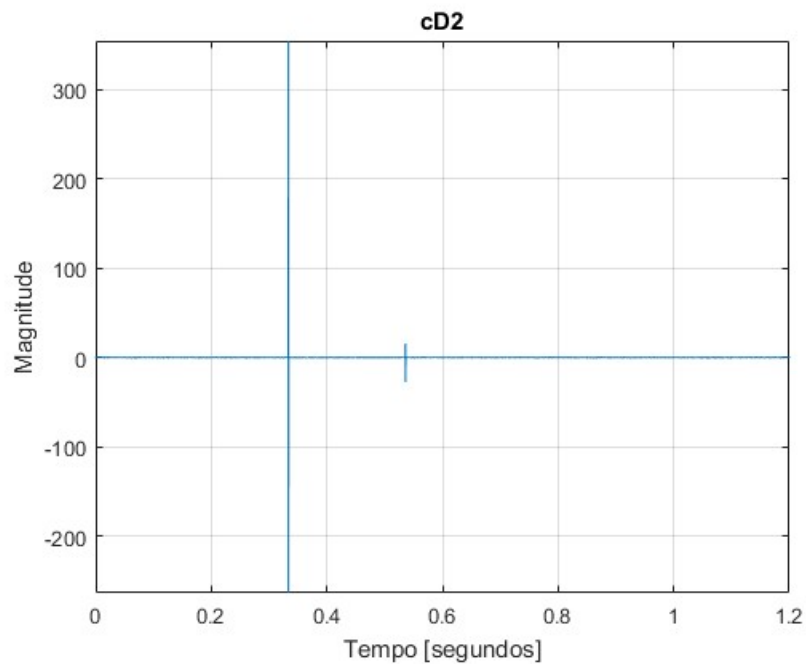


Figura 5.14 - Coeficiente cD2 da fase A quando ocorre um sag de 50% na fase A

Os coeficientes cD6 das fases B e C apresentaram um resultado semelhante aos que foram mostrados na Figura 5.7. Porém, para a fase A, o coeficiente cD6 mostra que o afundamento de tensão é maior que o do caso anterior, como mostrado na Figura 5.15.

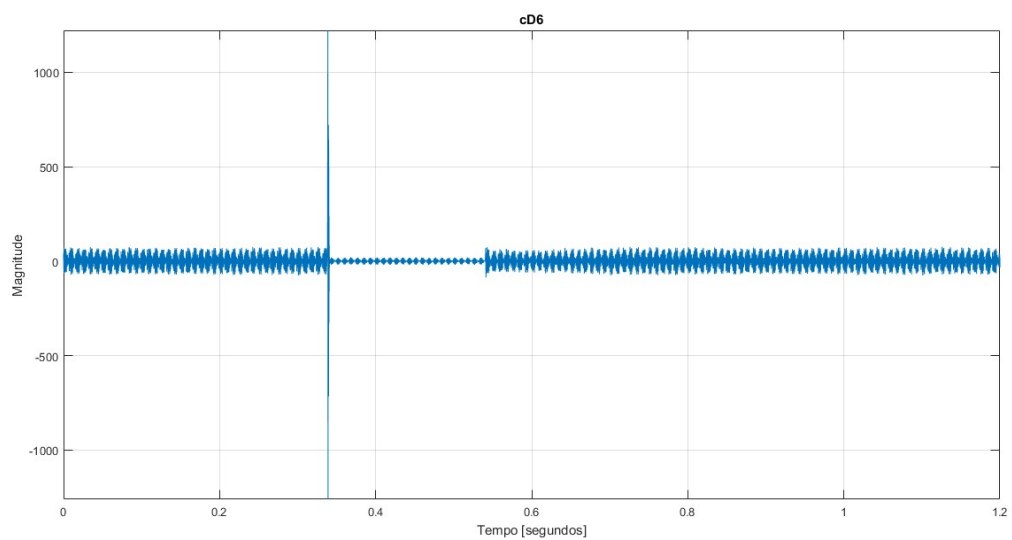


Figura 5.15 - Coeficiente cD6 da fase A quando ocorre um sag de 50% na fase A

A THD das três fases e o diagnóstico do mesmo, são apresentados nas Figura 5.16 e Figura 5.17, respectivamente.

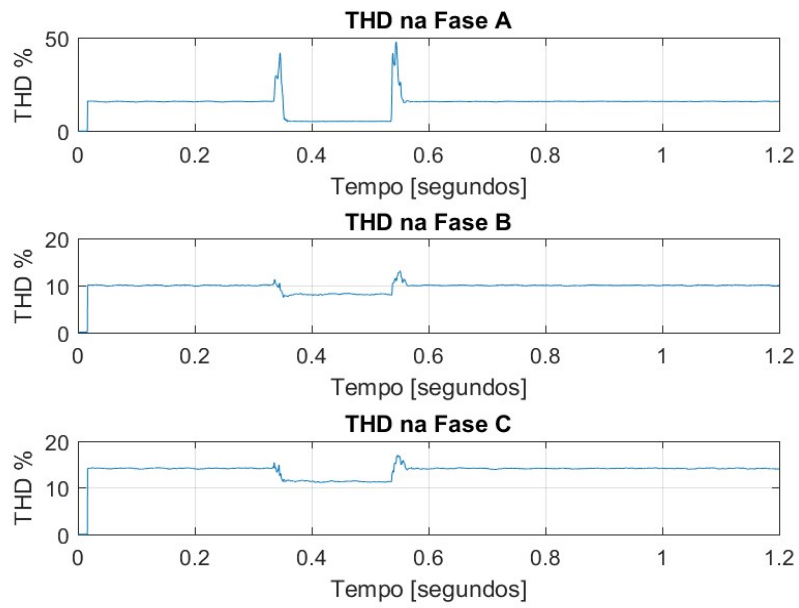


Figura 5.16 - THD das três fases quando ocorre um sag de 50% na fase A

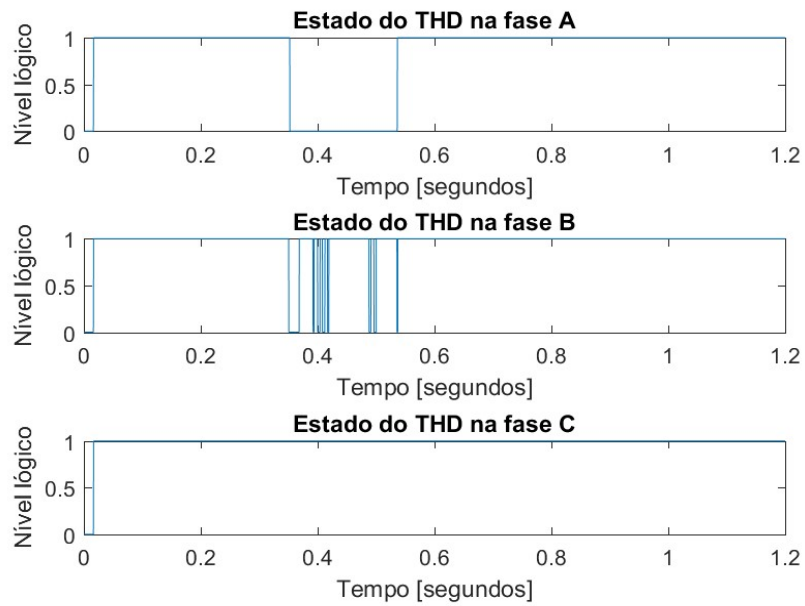


Figura 5.17 - Diagnóstico da THD das três fases quando ocorre um sag de 50% na fase A

Quando o sistema está em condições normais de operação, as três fases possuem um nível de distorção inaceitável. No período que o sag ocorre, a fase A se encontra em níveis aceitáveis, e a fase B oscila entre um nível aceitável e não aceitável de distorção.

5.1.4 Sag Monofásico de 70% na Fase A

A resposta da turbina é apresentada na Figura 5.18.

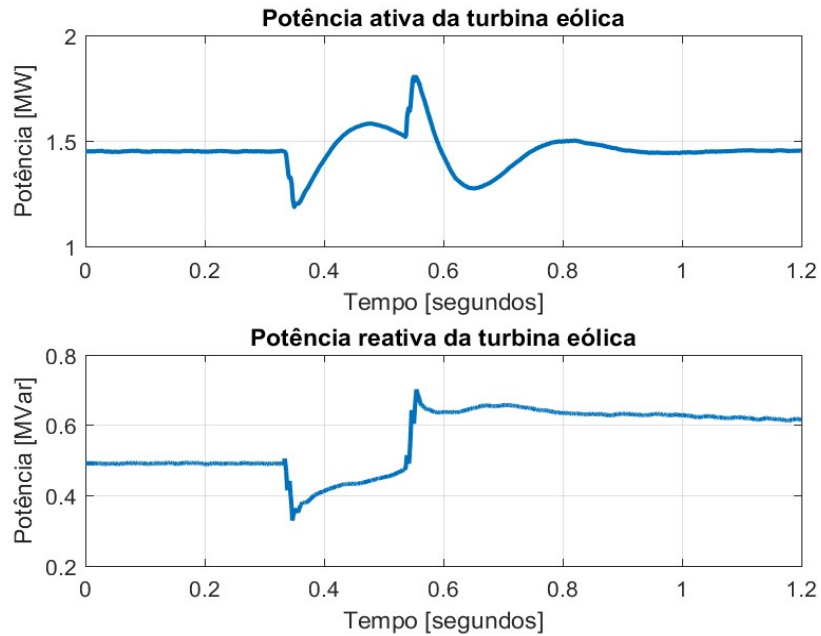


Figura 5.18 - Geração da turbina quando ocorre um sag de 70% na fase A

Observa-se que a variação de potência foi ainda maior os casos anteriores, e mais uma vez, a potência ativa volta rapidamente ao valor inicial e a reativa necessita de um tempo ainda maior para voltar ao valor inicial.

A DTWT das três fases é apresentado nas Figura 5.19 – Figura 5.21.

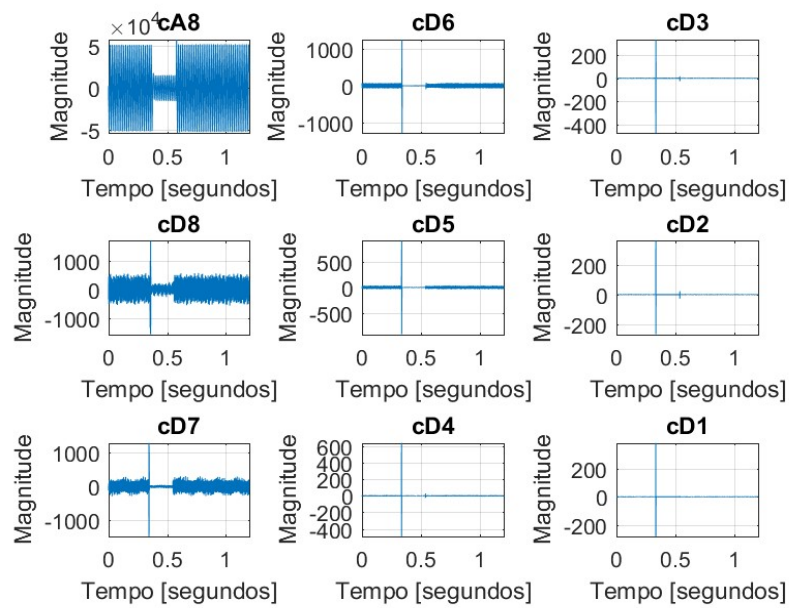


Figura 5.19 - DTWT da fase A quando ocorre um sag de 70% na fase A

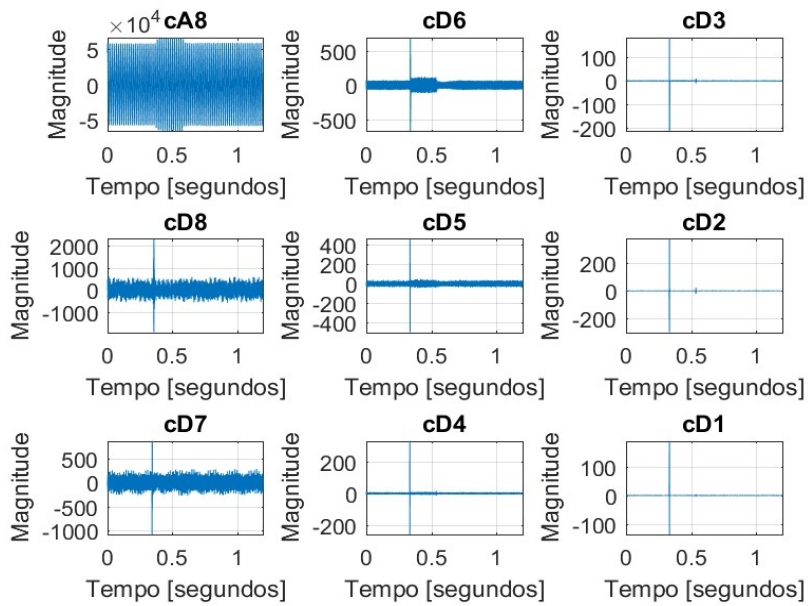


Figura 5.20 - DTWT da fase B quando ocorre um sag de 70% na fase A

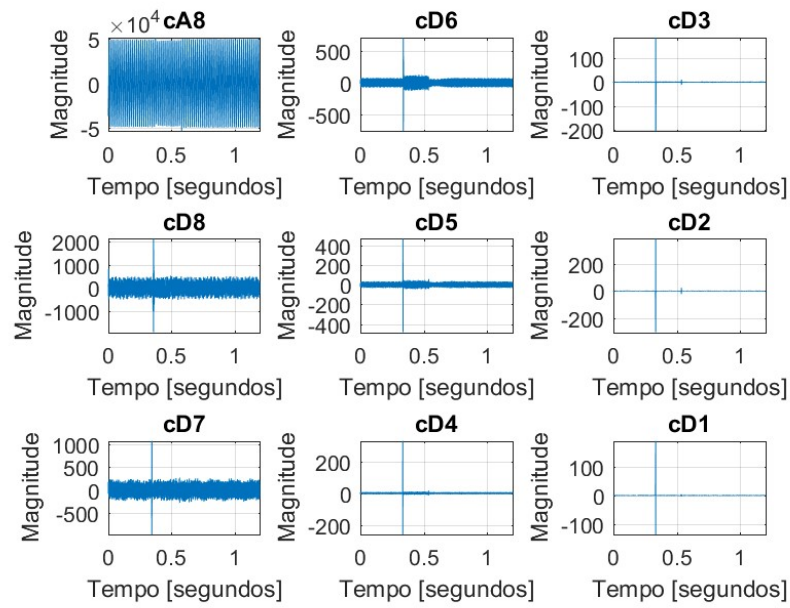


Figura 5.21 - DTWT da fase C quando ocorre um sag de 70% na fase A

A sensibilidade do coeficiente cD2 no instante que o sistema volta a operar normalmente, permanece semelhante ao caso anterior, como mostrado na Figura 5.22.

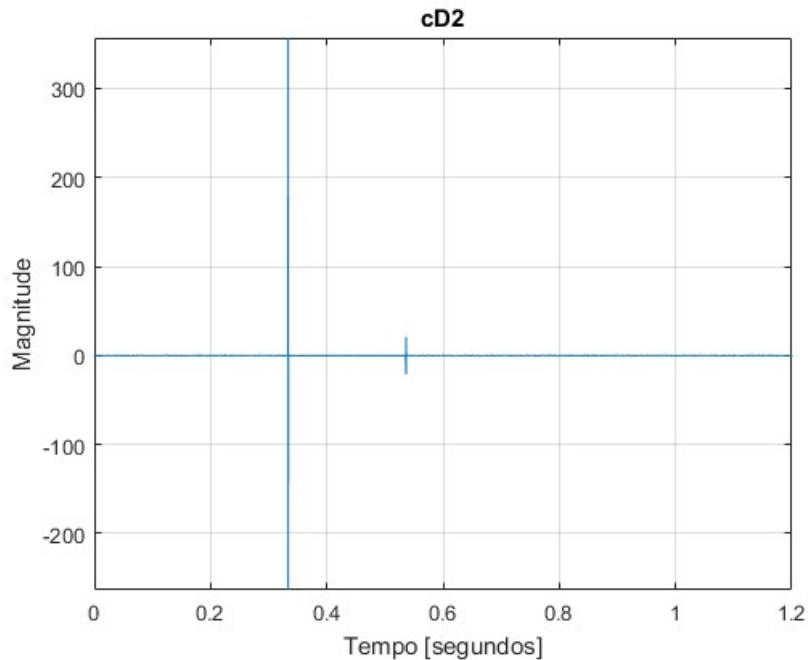


Figura 5.22 - Coeficiente cD2 da fase A quando ocorre um sag de 70% na fase A

Mais uma vez, o coeficiente cD6 é semelhante para as fases B e C, e apresenta um afundamento ainda maior para a fase A, como mostrado na Figura 5.23.

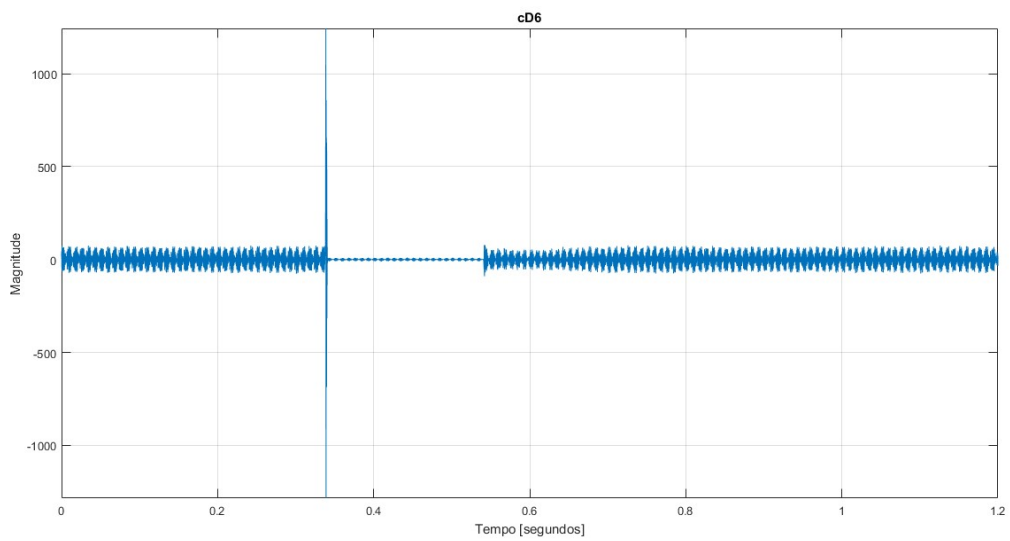


Figura 5.23 - Coeficiente cD6 da fase A quando ocorre um sag de 70% na fase A

A THD e seu diagnóstico, para cada fase, são apresentados na Figura 5.24 e Figura 5.25, respectivamente.

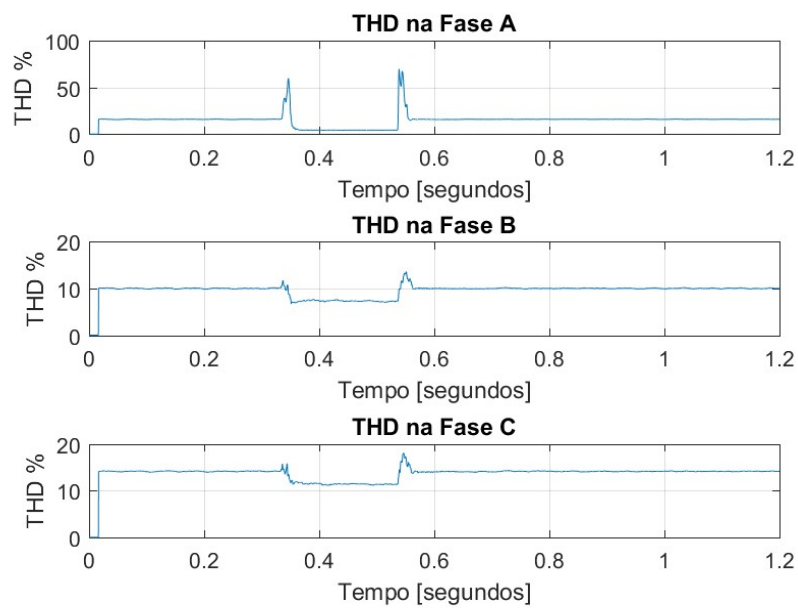


Figura 5.24 - THD das três fases quando ocorre um sag de 70% na fase A

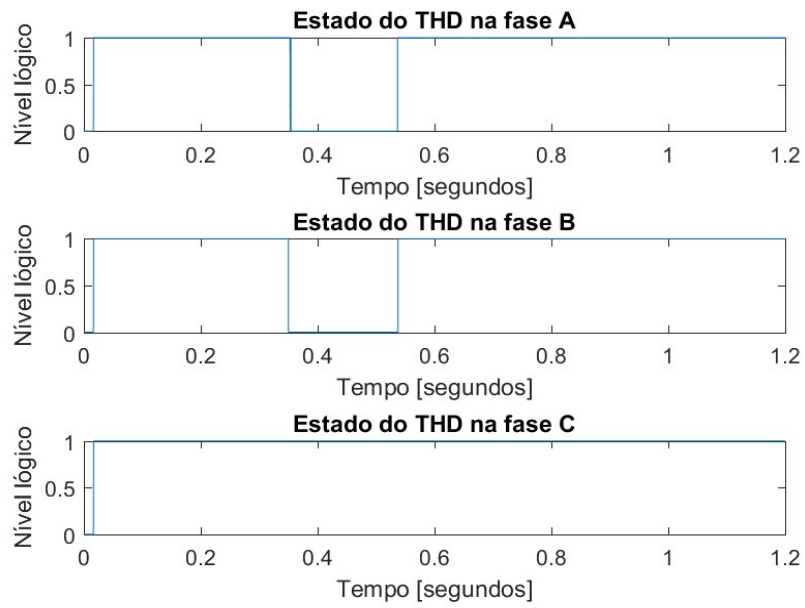


Figura 5.25 - Diagnóstico da THD das três fases quando ocorre um sag de 70% na fase A

Observa-se que a THD de todas as fases está em um nível inaceitável de distorção, exceto no período que o sag ocorre, onde as fases A e B se encontram em um nível aceitável.

5.1.5 Curto-Circuito Sólido na Fase A

A resposta da turbina é apresentada na Figura 5.26.

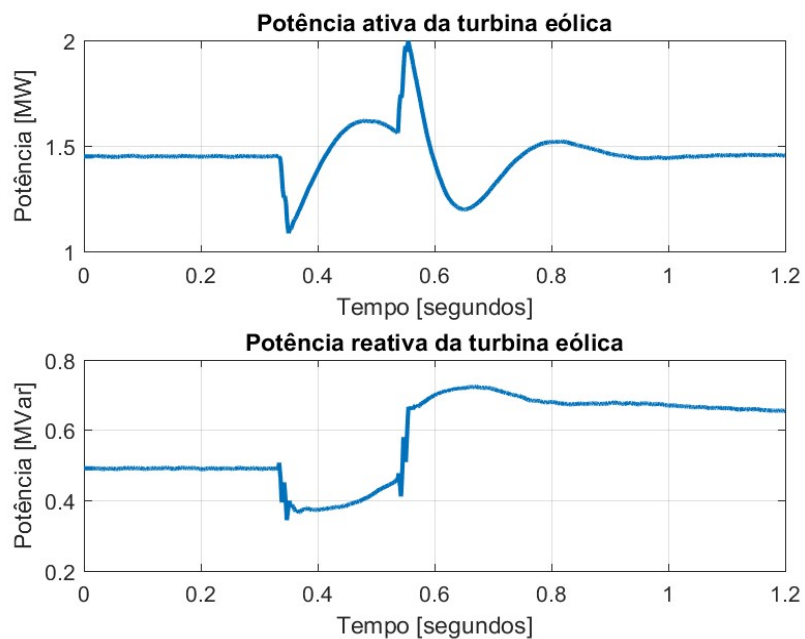


Figura 5.26 - Geração da turbina quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A

Neste cenário, ambas potências apresentaram uma variação superior aos três casos anteriores. A potência ativa retorna ao seu valor inicial, precisando de mais tempo para isto acontecer, e a potência reativa mais uma vez chega em um nível ainda maior, precisando de mais tempo para voltar ao valor inicial.

A DTWT das três fases é apresentado nas Figura 5.27 – Figura 5.29.

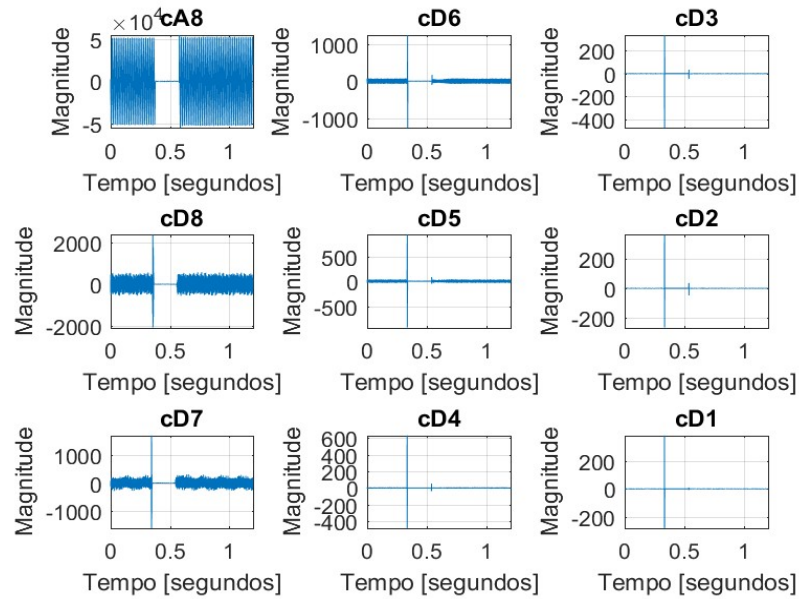


Figura 5.27 - DTWT da fase A quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A

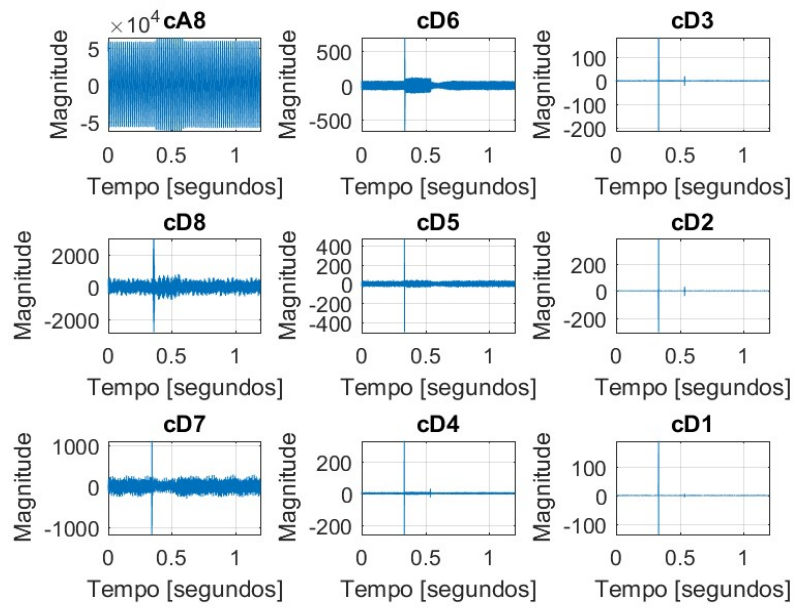


Figura 5.28 - DTWT da fase B quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A

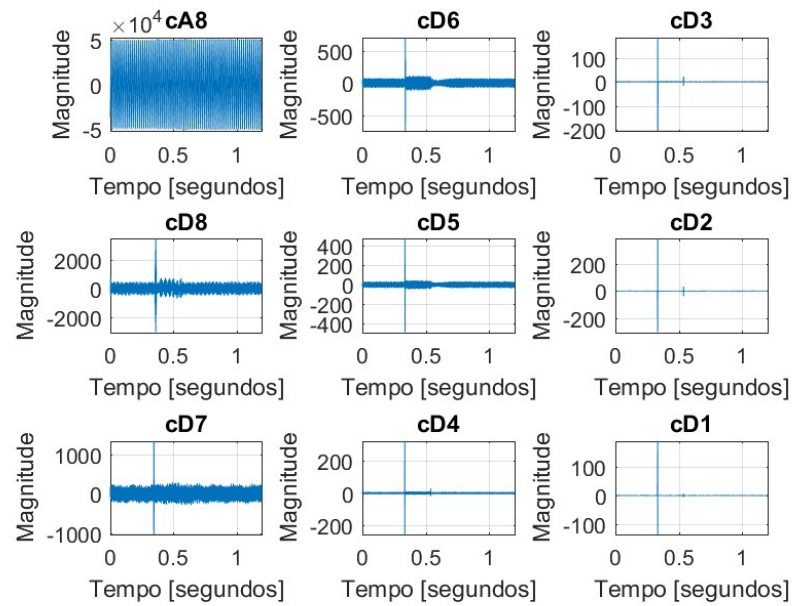


Figura 5.29 - DTWT da fase C quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A

O coeficiente cD2 apresenta uma maior sensibilidade neste cenário, quando o sistema volta a operar normalmente, como mostrado na Figura 5.30.

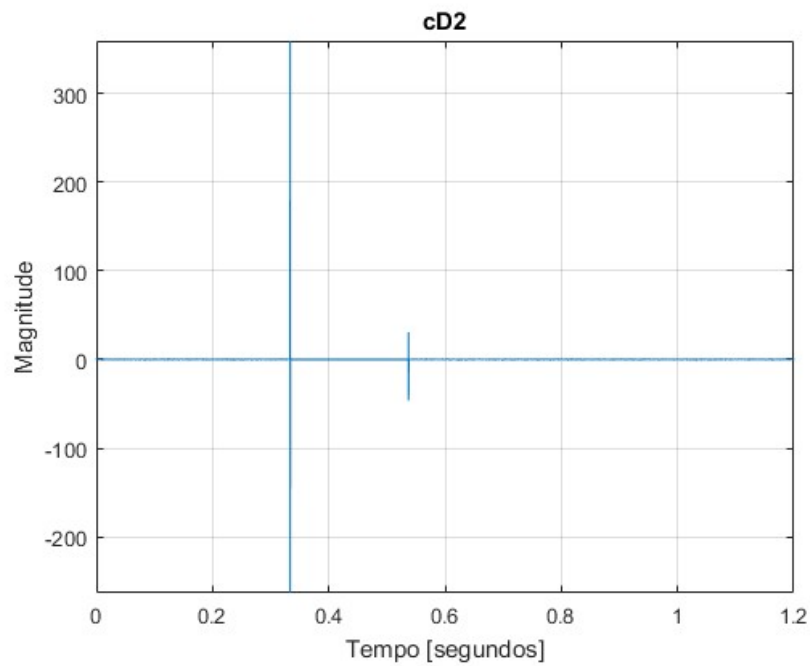


Figura 5.30 - Coeficiente cD2 da fase A quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A
 O coeficiente cD6 permanece o mesmo para as fases B e C, e mostra com clareza que está ocorrendo um curto-circuito sólido na fase A, mostrado na Figura 5.31.

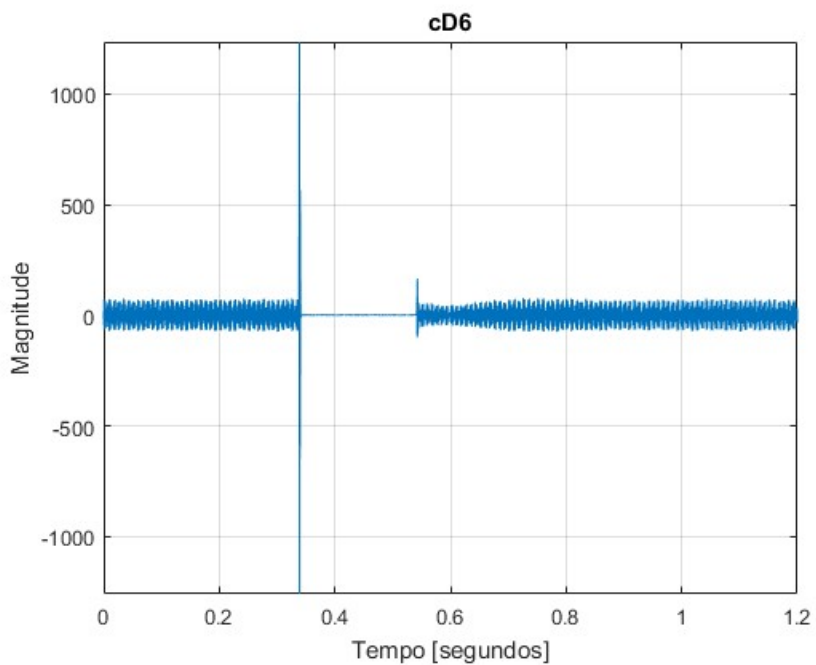


Figura 5.31 - Coeficiente cD6 da fase A quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A
 A THD e o diagnóstico para cada fase são apresentados nas Figura 5.32 e Figura 5.33, respectivamente.

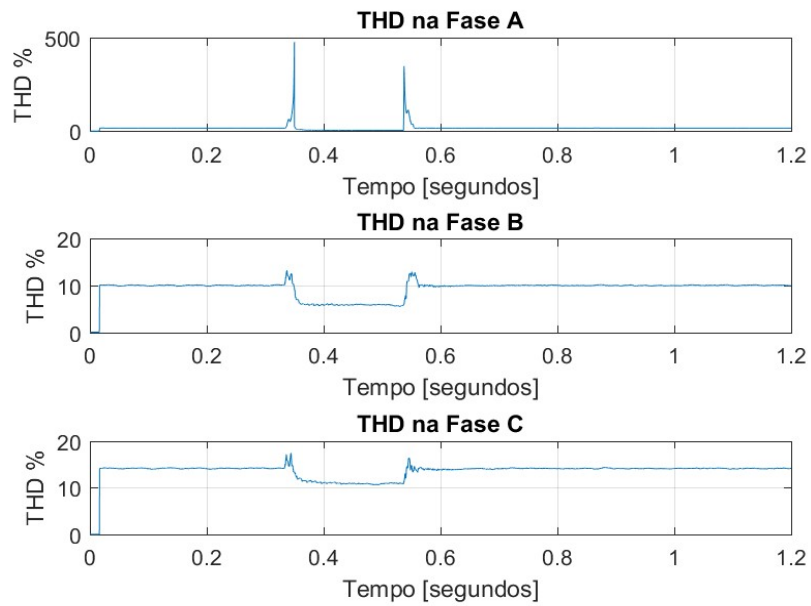


Figura 5.32 - THD das três fases quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A

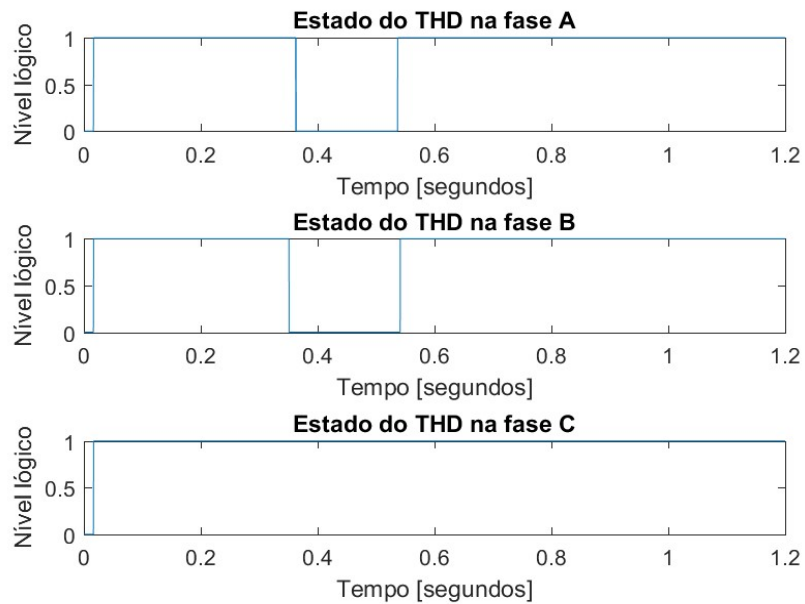


Figura 5.33 - Diagnóstico da THD das três fases quando ocorre um curto-circuito sólido na fase A

Assim como o caso anterior, todas as fases possuem um nível de distorção inaceitável, e durante a contingência, as fases A e B têm um nível aceitável de distorção.

5.1.6 Curto Bifásico nas Fases A e B

A resposta da turbina é apresentada na Figura 5.34.

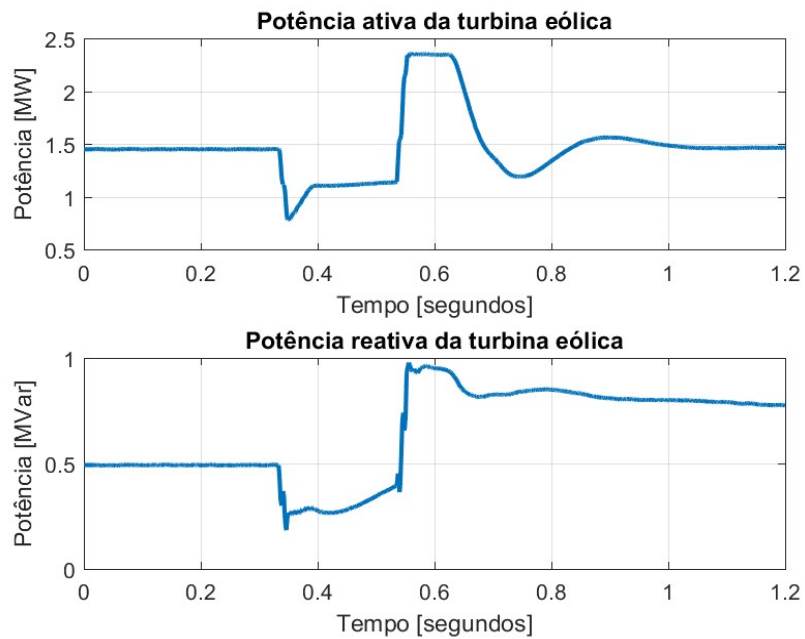


Figura 5.34 - Geração da turbina quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B

A resposta da turbina nos casos 5.1.2 - 5.1.5, mostra que, apesar da variação de potência ser maior à medida que o afundamento se aproximava de um curto-circuito, o perfil apresentado pelas curvas de potência ativa e reativa eram semelhantes. Neste caso, observa-se que o perfil apresentado na Figura 5.34, é diferente dos anteriores. Mais uma vez, a potência ativa recupera o valor inicial rapidamente e a reativa necessita de um tempo maior para isto.

A DTWT para as três fases é apresentado nas Figura 5.35 – Figura 5.37.

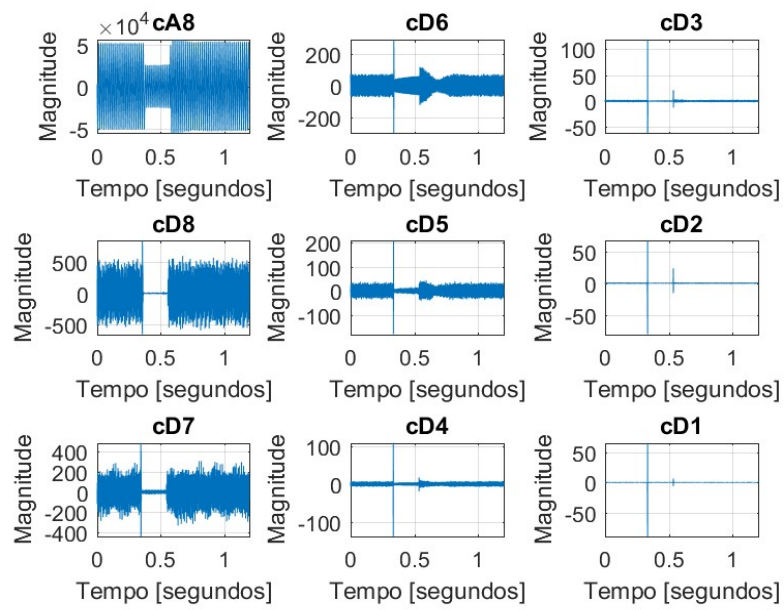


Figura 5.35 - DTWT da fase A quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B

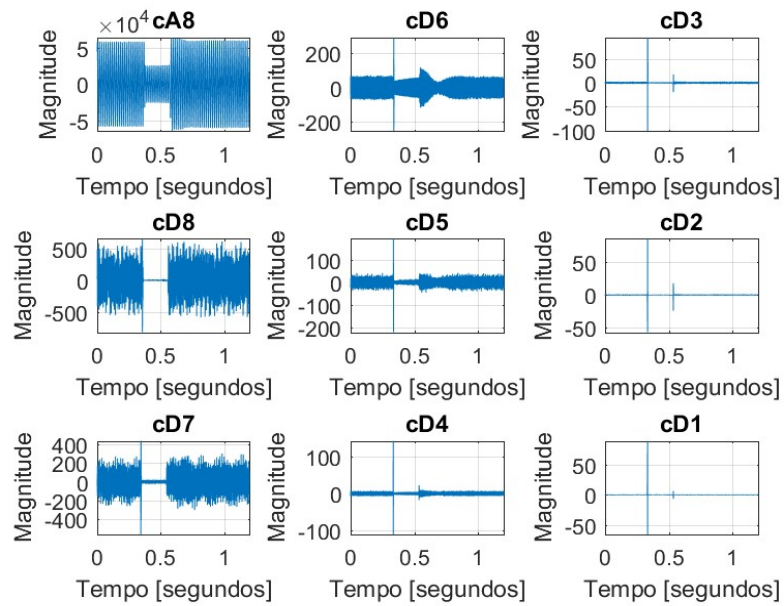


Figura 5.36 - DTWT da fase B quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B

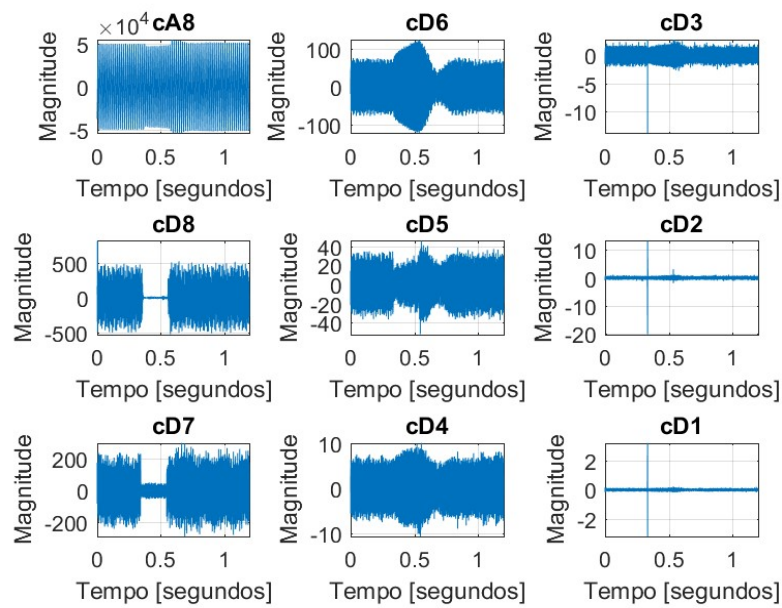


Figura 5.37 - DTWT da fase C quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B

Neste caso, o coeficiente cD2 apresenta uma boa sensibilidade para detectar tanto a entrada quanto a saída da contingência, como mostrado na Figura 5.38.

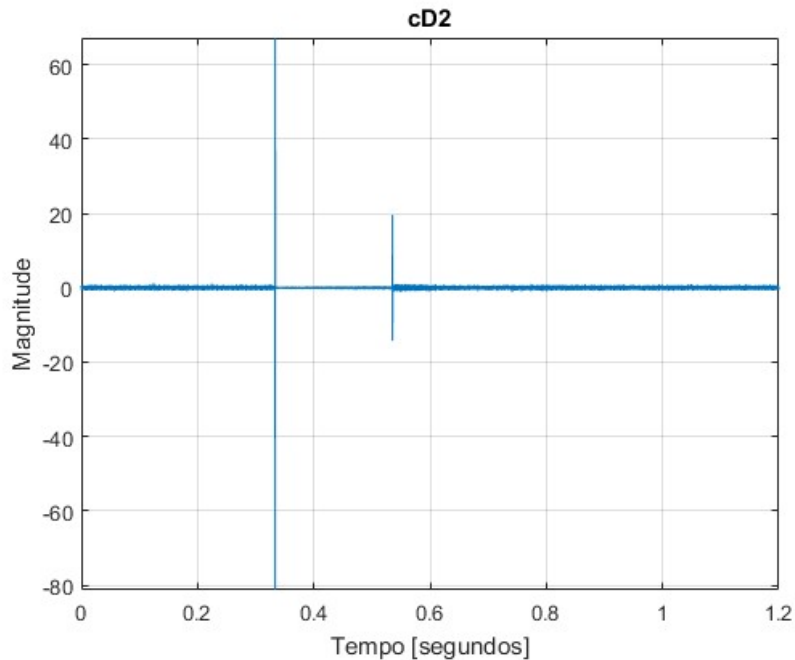


Figura 5.38 - Coeficiente cD2 da fase A quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B

Pode ser observado com clareza que no período que ocorre a contingência, o coeficiente cD6 para as fases A e B apresentam o mesmo comportamento. Porém para a fase C isso não

ocorre, permitindo chegar ao diagnóstico que ocorreu uma falta bifásica no sistema. Os coeficientes cD6 das fases A, B e C são mostrados na Figura 5.39.

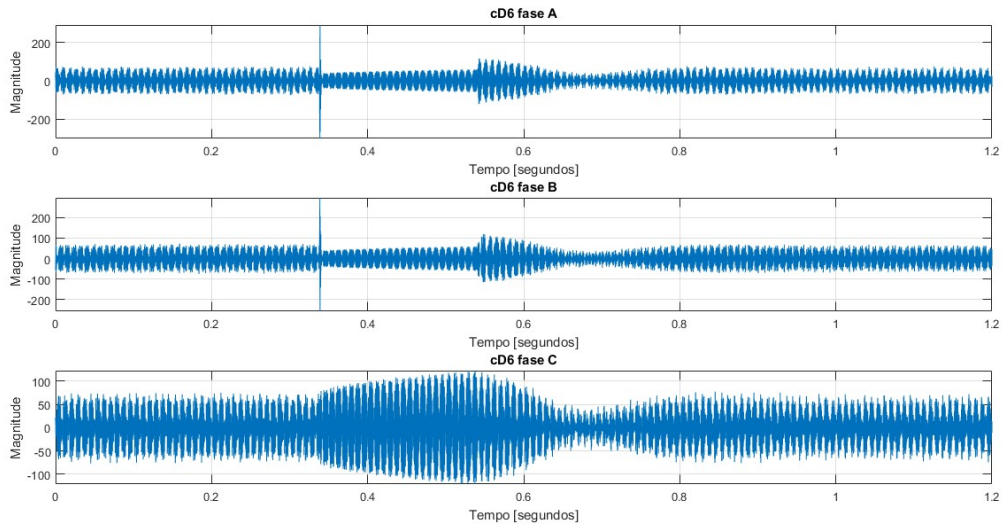


Figura 5.39 - cD6 das três fases quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B

A THD e o diagnóstico de cada fase são representados nas Figura 5.40 e Figura 5.41, respectivamente.

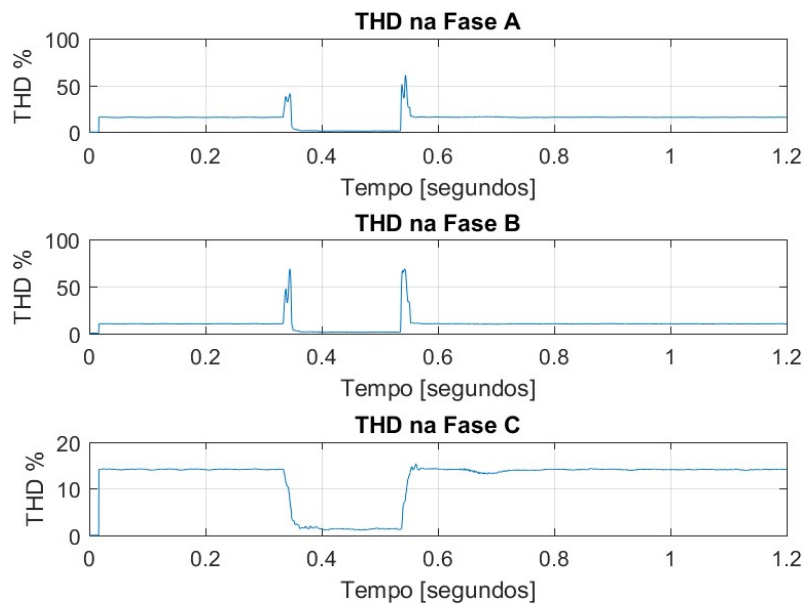


Figura 5.40 - THD das três fases quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B

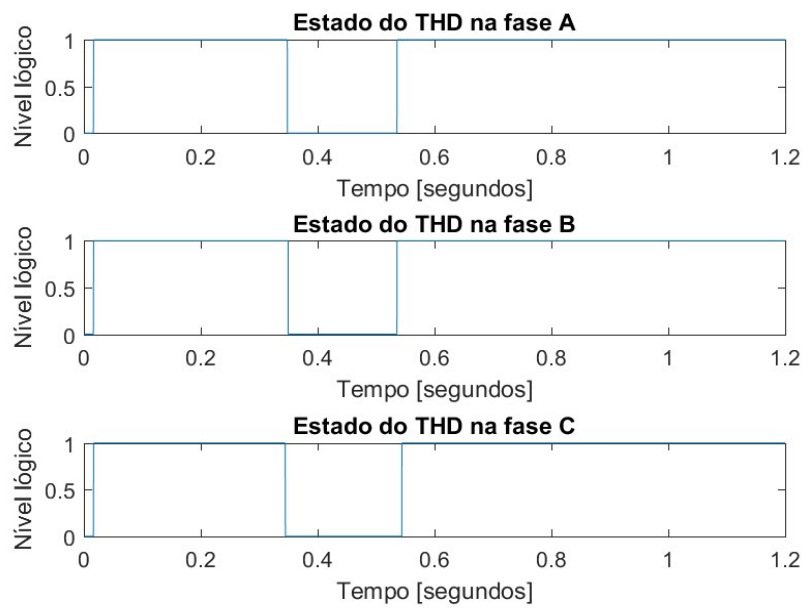


Figura 5.41 - Diagnóstico da THD das três fases quando ocorre um curto bifásico nas fases A e B

Observa-se que nas condições normais de operação as três fases se encontram com nível de distorção inaceitável e no período da contingência, as três fases possuem um nível de distorção aceitável.

5.1.7 Curto Trifásico

A resposta da turbina é apresentada na Figura 5.42.

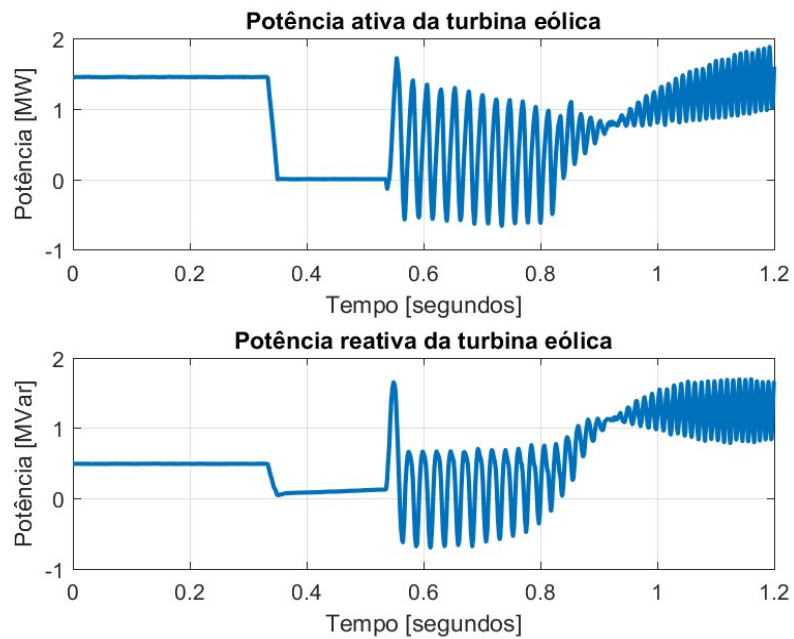


Figura 5.42 - Geração da turbina quando ocorre um curto trifásico

Observa-se pela resposta da turbina que o sistema não se recupera e é levado à instabilidade.

A DTWT das três fases é apresentada nas Figura 5.43 - Figura 5.45.

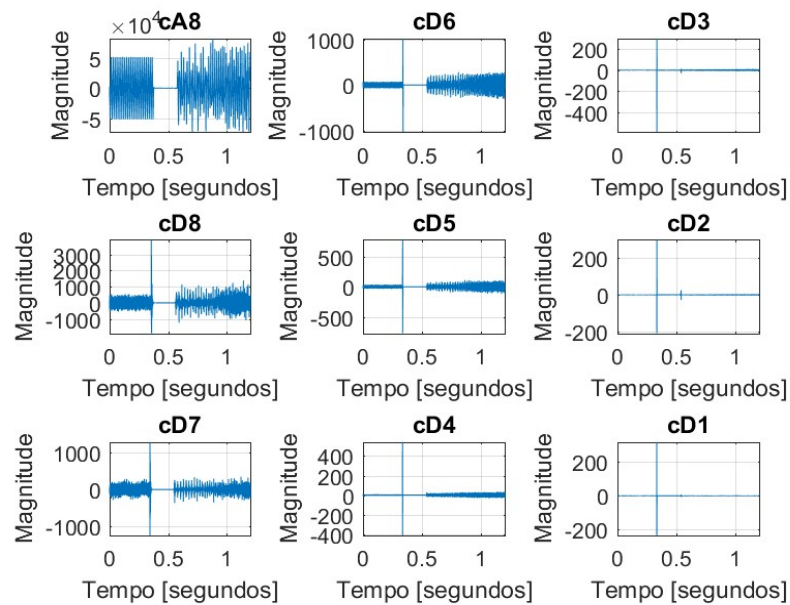


Figura 5.43 - DTWT da fase A quando ocorre um curto trifásico

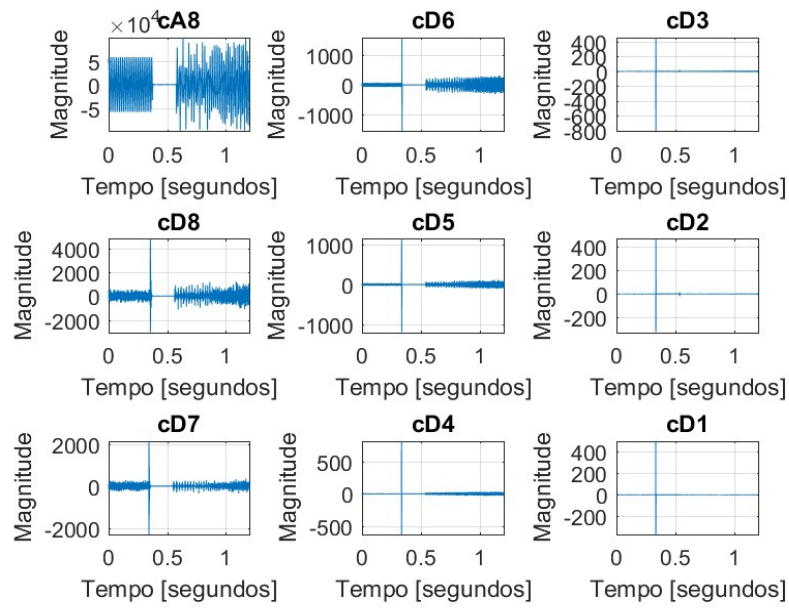


Figura 5.44 - DTWT da fase B quando ocorre um curto trifásico

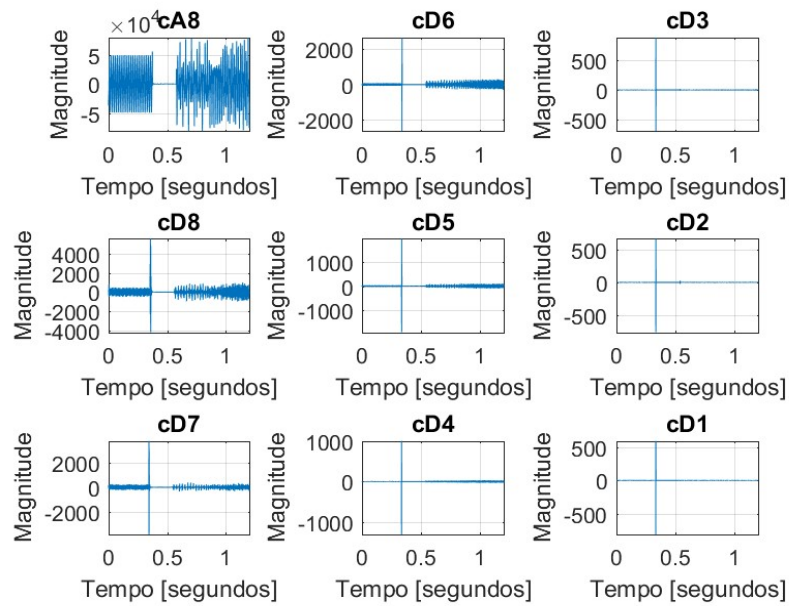


Figura 5.45 - DTWT da fase C quando ocorre um curto trifásico

Neste caso, a DTWT apresentou uma boa sensibilidade e precisão para detectar o instante de saída da contingência, como mostrado na Figura 5.46.

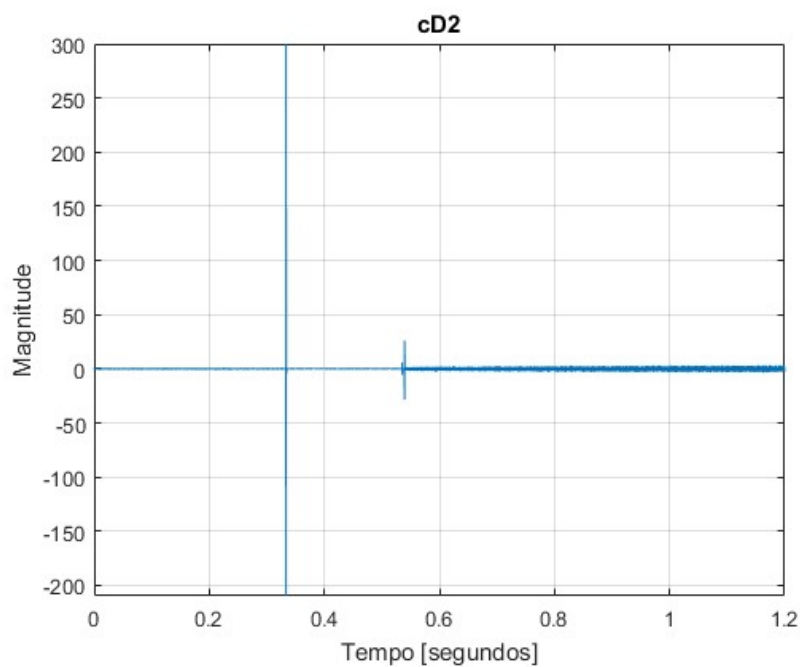


Figura 5.46 - Coeficiente cD2 da fase A quando ocorre um curto trifásico

No intervalo que ocorre a contingência, o coeficiente cD6 das três fases apresenta um comportamento semelhante, levando ao diagnóstico de um curto trifásico, como mostrado na Figura 5.47.

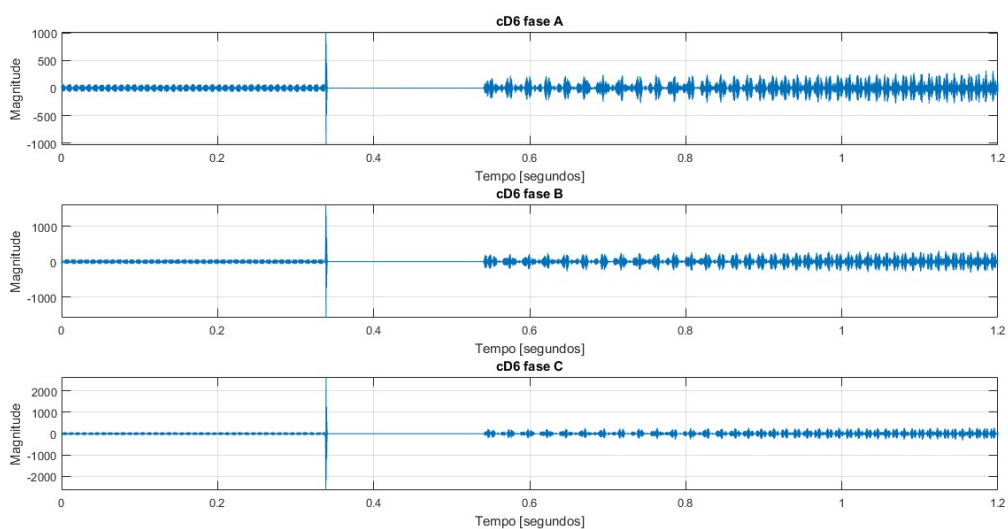


Figura 5.47 - cD6 das três fases quando ocorre um curto trifásico

É também possível diagnosticar que o sistema não volta às condições iniciais. Após a saída da contingência observa-se que os coeficientes cD6 das três fases não voltam ao padrão inicial.

A THD e o diagnóstico de cada fase são apresentados nas Figura 5.48 e Figura 5.49, respectivamente.

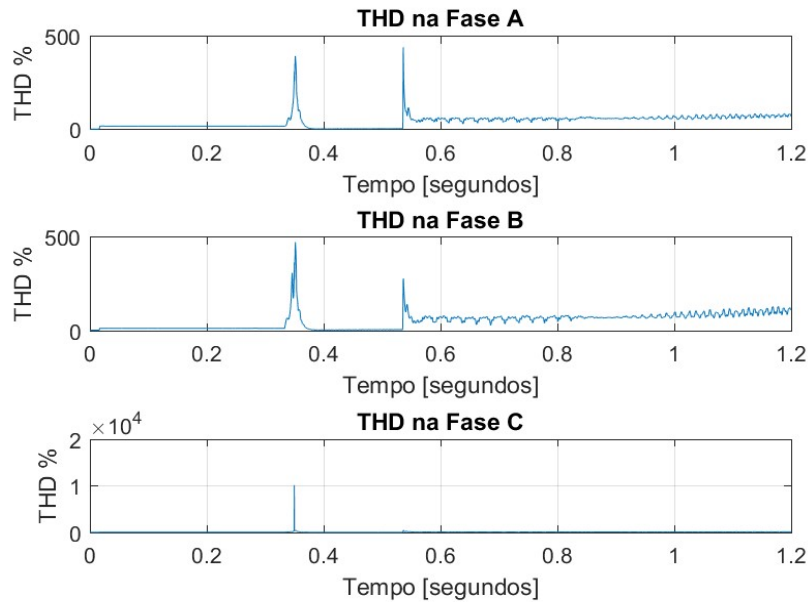


Figura 5.48 - THD das três fases quando ocorre um curto trifásico

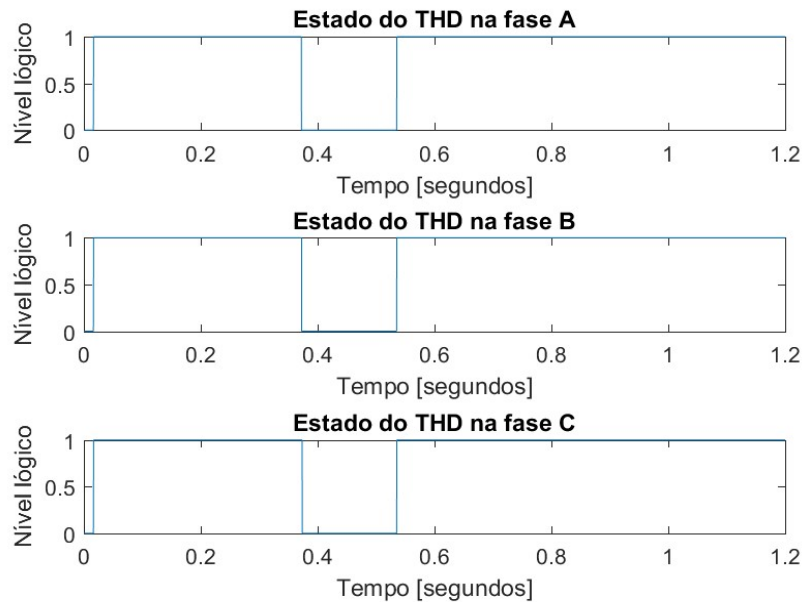


Figura 5.49 - Diagnóstico da THD das três fases quando ocorre um curto trifásico

Nas condições normais de operação as três fases possuem um nível de distorção inaceitável, no período da contingência as três fases ficam com nível aceitável de distorção e após a saída da contingência, o nível de distorção volta a ser inaceitável para as três fases.

5.1.8 Abertura de Chave Trifásica

A resposta da turbina é apresentada na Figura 5.50.

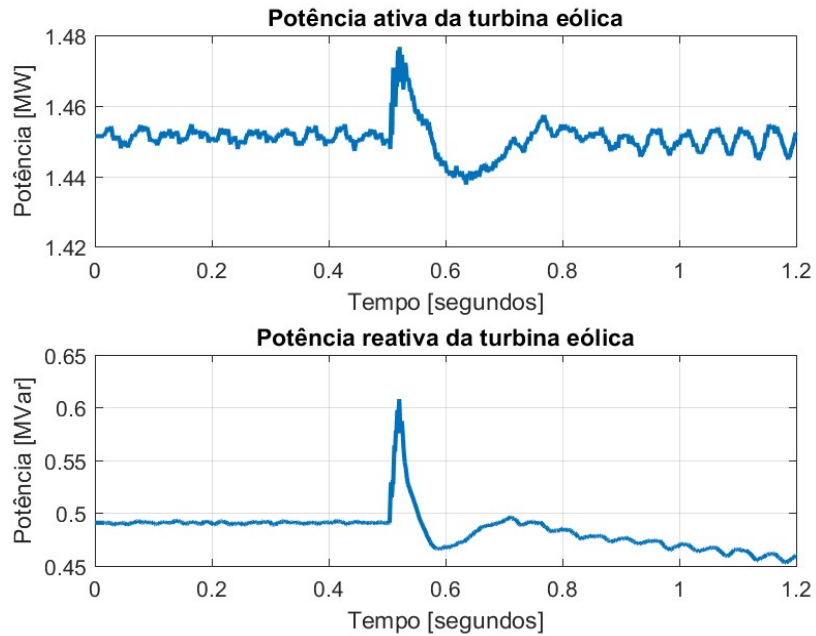


Figura 5.50 - Geração da turbina quando a chave trifásica abre

Observa-se que neste cenário a variação de ambas potências foi inferior aos casos que ocorreram contingências na rede. A potência ativa volta rapidamente ao valor inicial e a reativa apresenta uma redução no seu valor.

A DTWT das três fases é apresentado nas Figura 5.51– Figura 5.53.

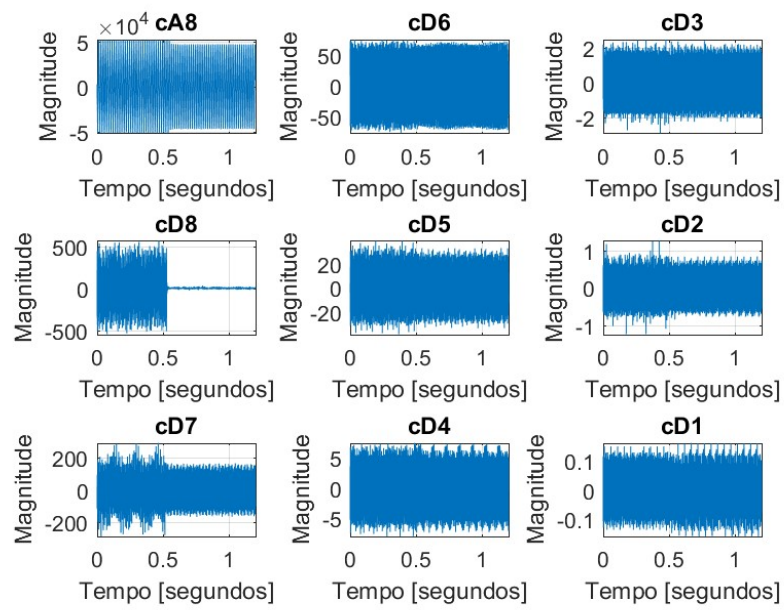


Figura 5.51 - DTWT da fase A quando a chave trifásica abre

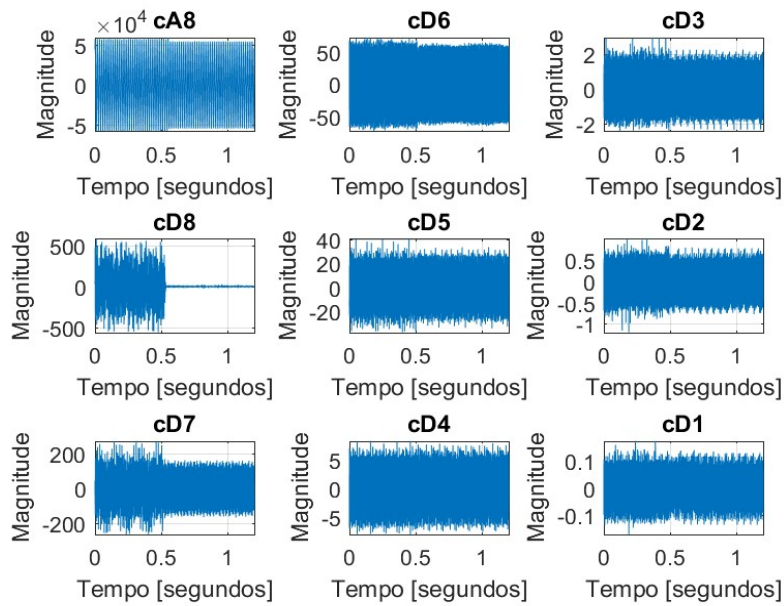


Figura 5.52 - DTWT da fase B quando a chave trifásica abre

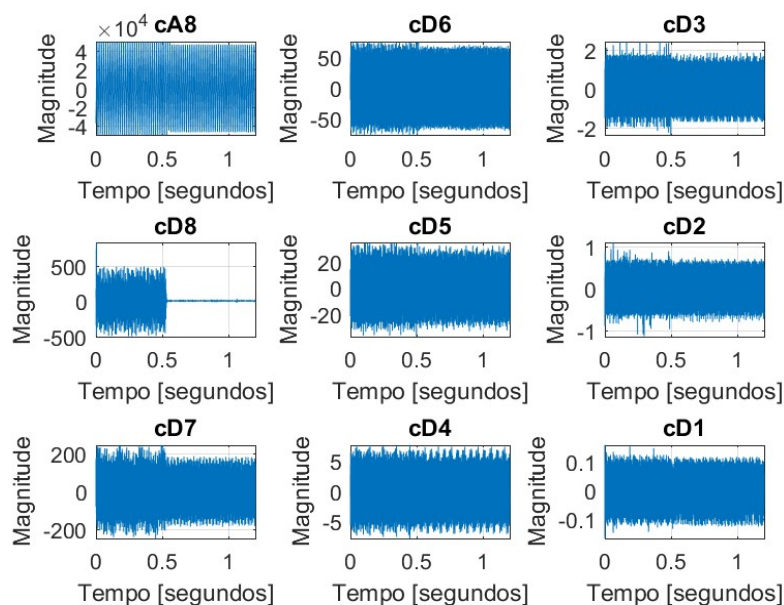


Figura 5.53 - DTWT da fase C quando a chave trifásica abre

Neste caso, o coeficiente que melhor representa a mudança na rede foi o cD8 nas três fases, como mostrado na Figura 5.54.

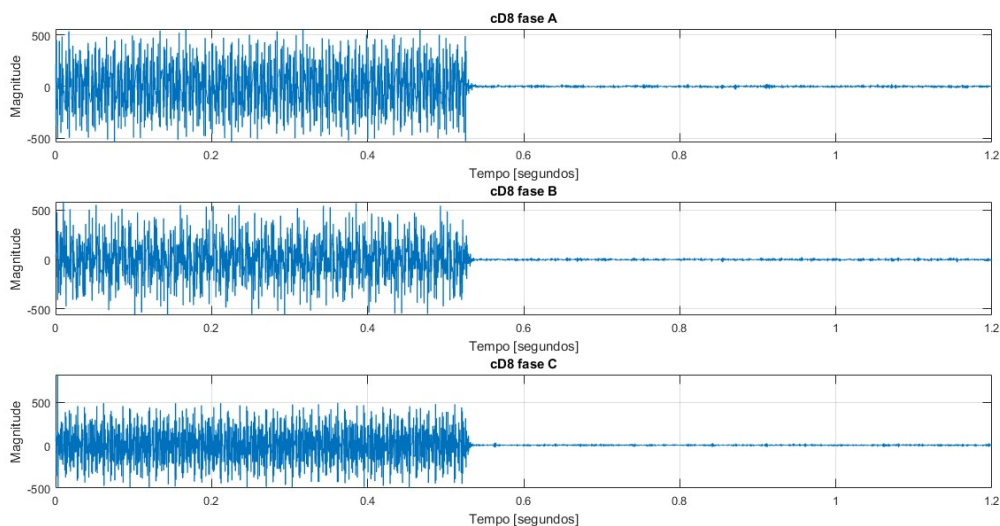


Figura 5.54 - cD8 das três fases quando a chave trifásica abre

Observa-se que no instante que a chave abre desconectando um retificador de 6 pulsos com carga elevada da rede, a amplitude dos componentes de frequência que se encontram no coeficiente cD8, 976,5 – 1950 Hz como foi mostrado na Tabela 3.6, é drasticamente reduzida.

A THD e o diagnóstico de cada fase são apresentados na Figura 5.55 – Figura 5.56.

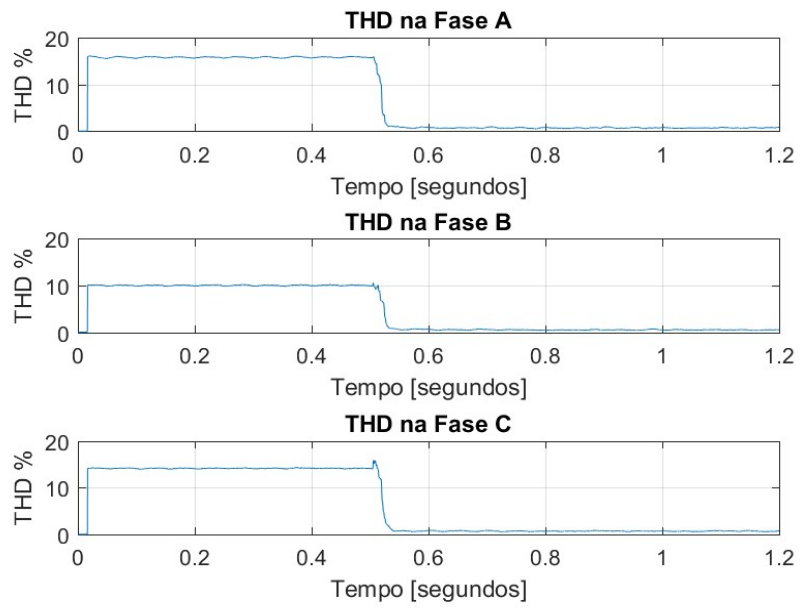


Figura 5.55 - THD das três fases quando a chave trifásica abre

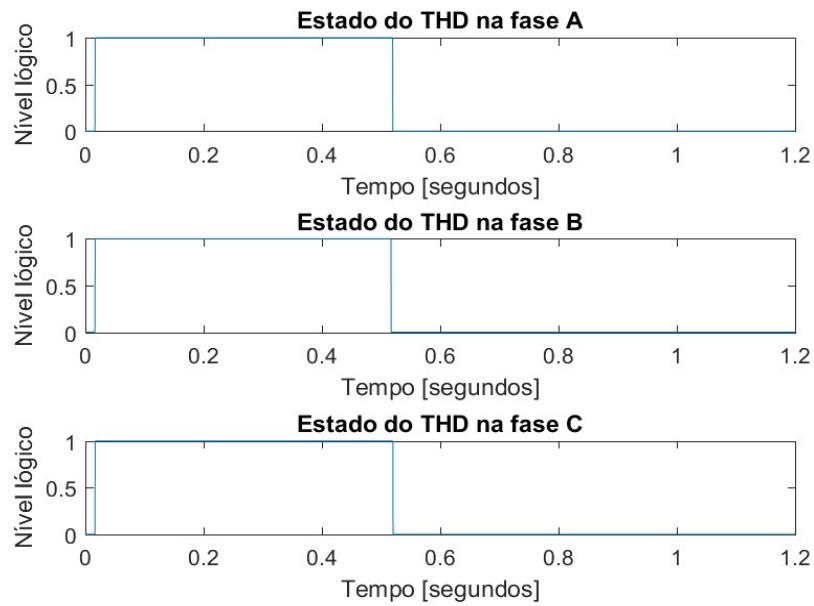


Figura 5.56 - Diagnóstico da THD das três fases quando a chave trifásica abre

Observa-se que no instante que a chave abre, o sistema passa a ter uma distorção aceitável.

5.2 Resultado do Processamento de Sinais

5.2.1 Sag Monofásico de 30% na Fase A

A Figura 5.57 apresenta os harmônicos de maior ordem associados às tensões trifásicas da Barra 692 após um sag monofásico de 30% ocorrer na fase A. O período de análise escolhido contempla o intervalo de 0 a 0,2 segundos.

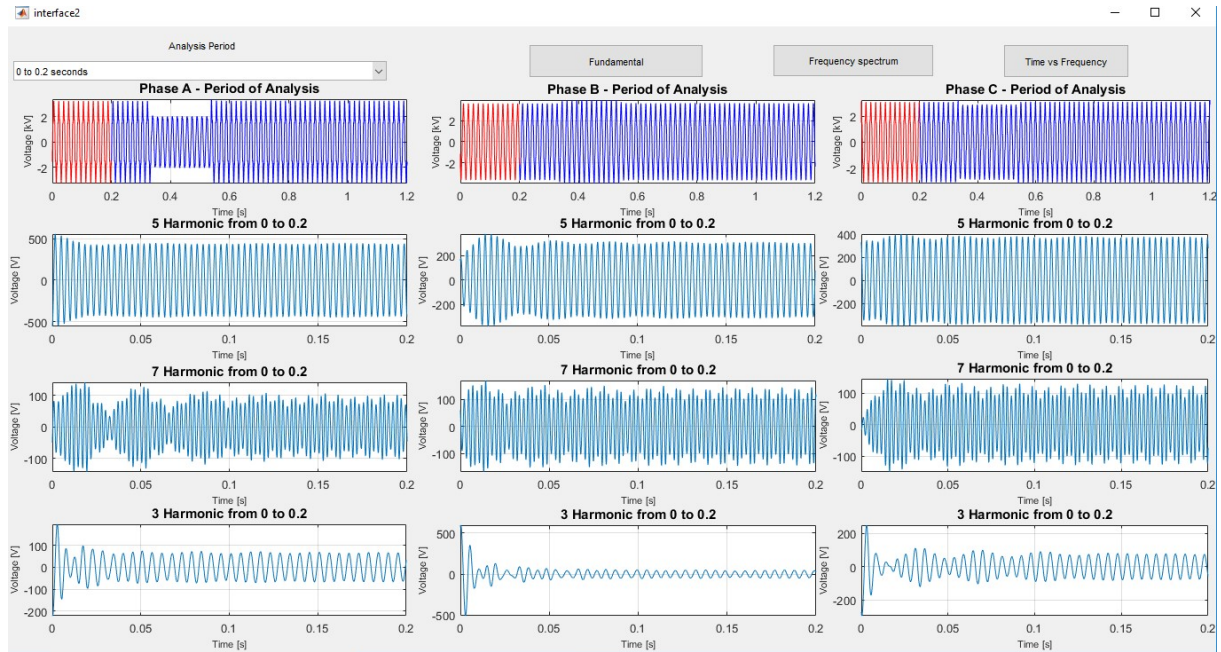


Figura 5.57 - Harmônicos de maior ordem no período de 0 a 0,2 segundos, com sag de 30% na fase A

As três fases apresentam em ordem decrescente o 5º, o 7º e o 3º como maiores harmônicos nesta janela de tempo. Ao pressionar o botão 'Fundamental', a Figura 5.58 é aberta.

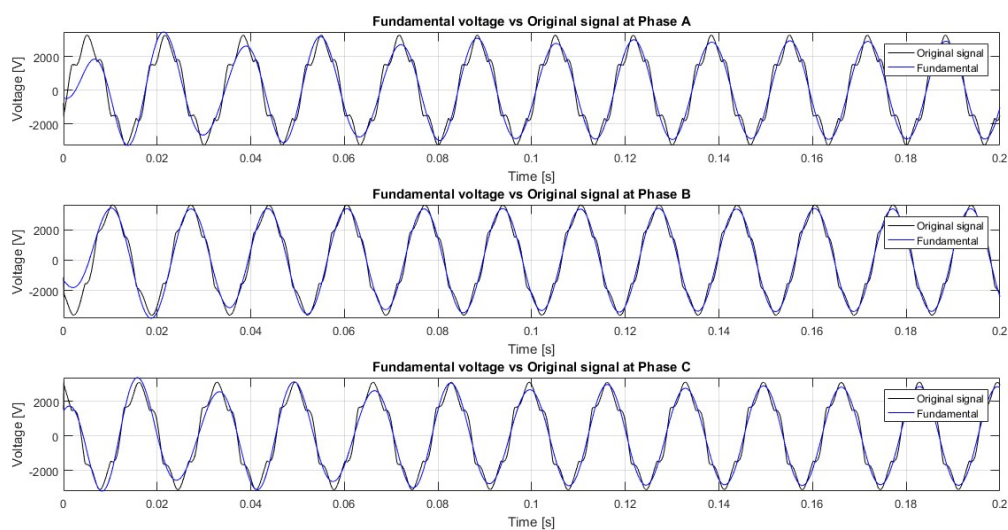


Figura 5.58 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0 a 0,2 segundos, com sag de 30% na fase A

Observa-se que no começo do sinal a decomposição da fundamental não apresenta muita precisão, mas rapidamente a amplitude chega ao valor próximo do sinal original e em fase.

Apertando o botão 'Frequency Spectrum' a Figura 5.59 é aberta.

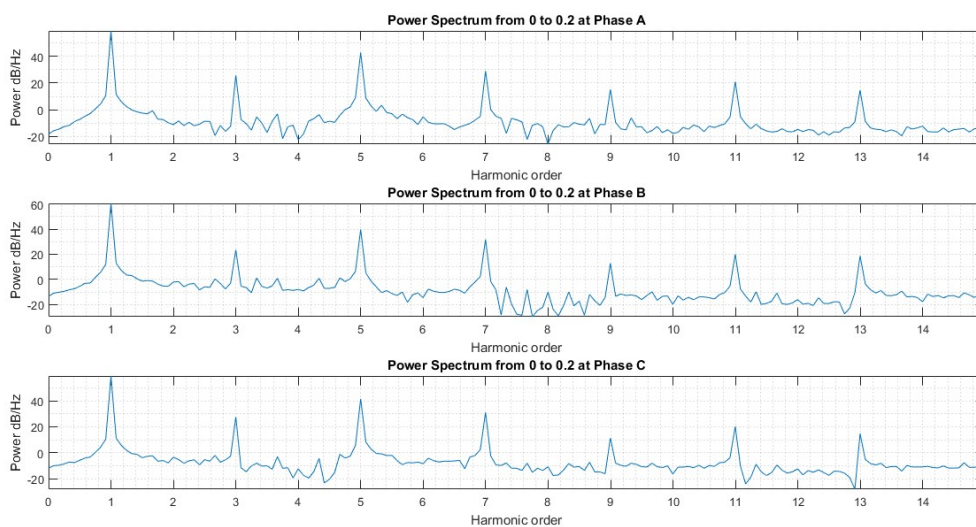


Figura 5.59 - Espectro de frequência das fases no período de 0 a 0,2 segundos, com sag de 30% na fase A

Onde é possível observar que os harmônicos de maior ordem das fases, em ordem decrescente, são o 5º, 7º e 3º, como foi apresentado na Figura 5.57.

Alterando o período de análise para 0,2 a 0,4 segundos, tem-se a Figura 5.60.

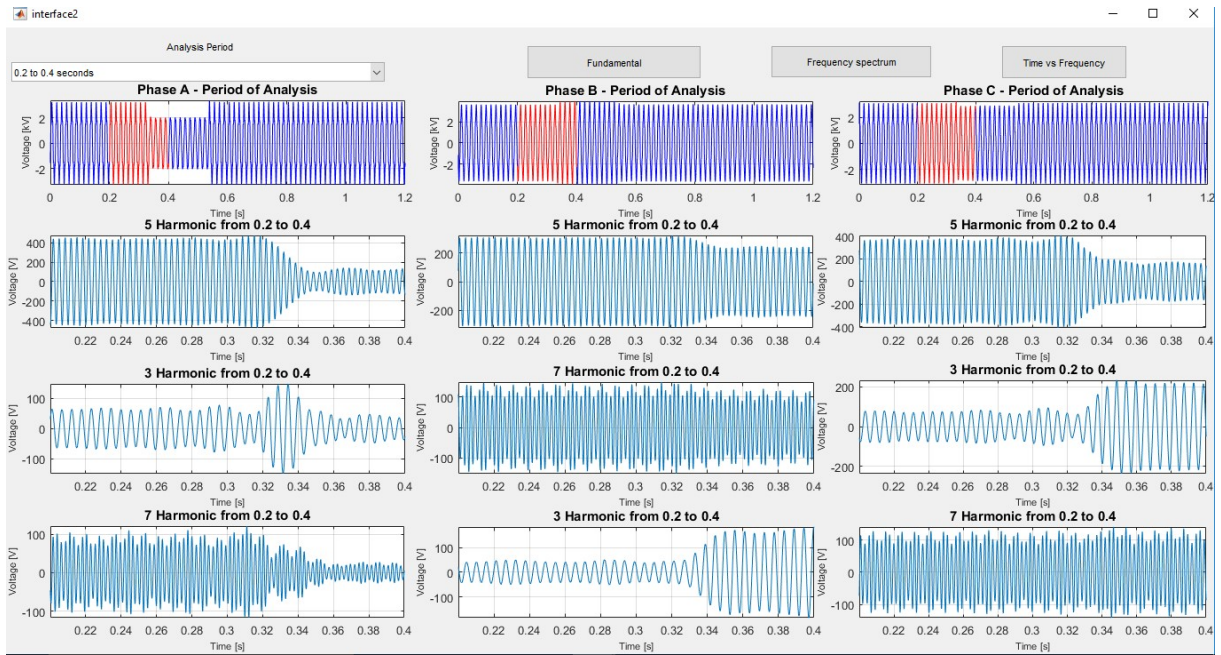


Figura 5.60 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 30% na fase A

Neste intervalo acontece o início da contingência. Comparando com a Figura 5.57, observa-se que os harmônicos de maior ordem permanecem os mesmos, porém, nas fases A e C o 3º harmônico passa a apresentar uma maior magnitude que o 7º.

Apertando o botão ‘Fundamental’, a Figura 5.61 é aberta.

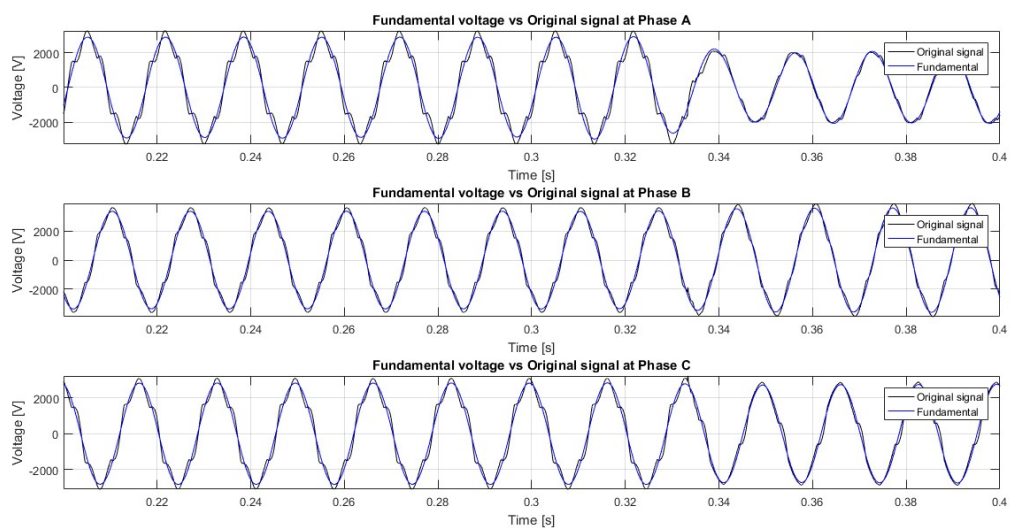


Figura 5.61 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 30% na fase A

No instante que acontece a contingência, a fundamental decomposta das três fases acompanha o sinal original em fase e amplitude.

E pressionando '*Frequency Spectrum*', obtém-se a Figura 5.62.

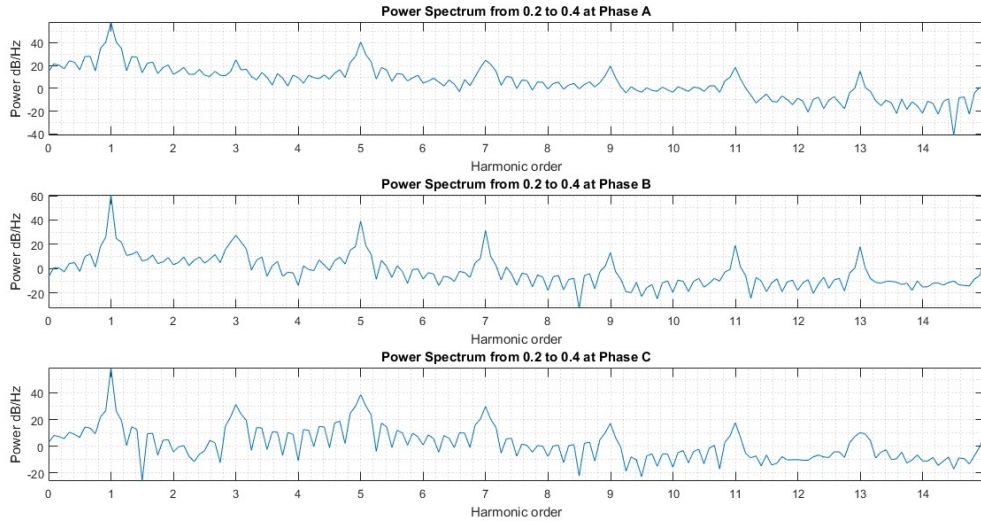


Figura 5.62 - Espectro de frequência das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 30% na fase A

É possível observar que a amplitude dos harmônicos ao longo do espectro está superior comparado ao que foi obtido em condições normais de operação, mostrados na Figura 5.59

Selecionando o intervalo de 0,4 a 0,6 segundos, tem-se a Figura 5.63.

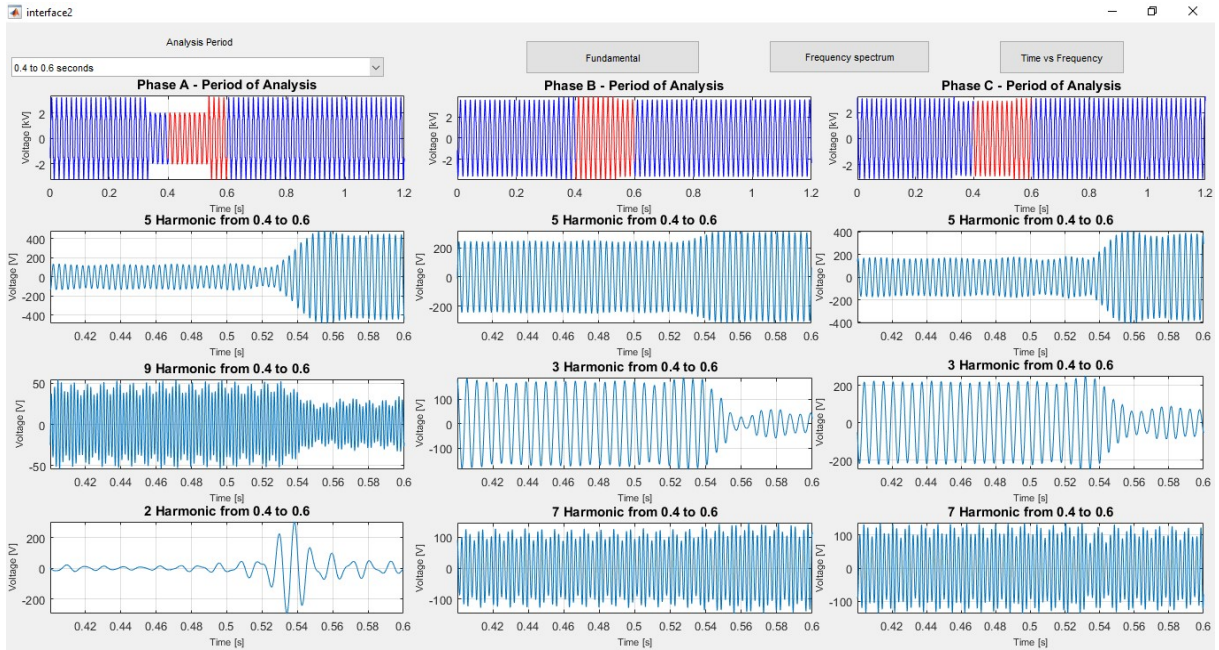


Figura 5.63 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 30% na fase A

No início deste intervalo o sistema ainda opera na presença de uma contingência e a mesma é removida no final. Os harmônicos de maior ordem para a fase A são o 5º, 9º e 2º, para as fases B e C são o 5º, 3º e 7º.

Pressionando ‘*Fundamental*’, a Figura 5.64 é aberta.

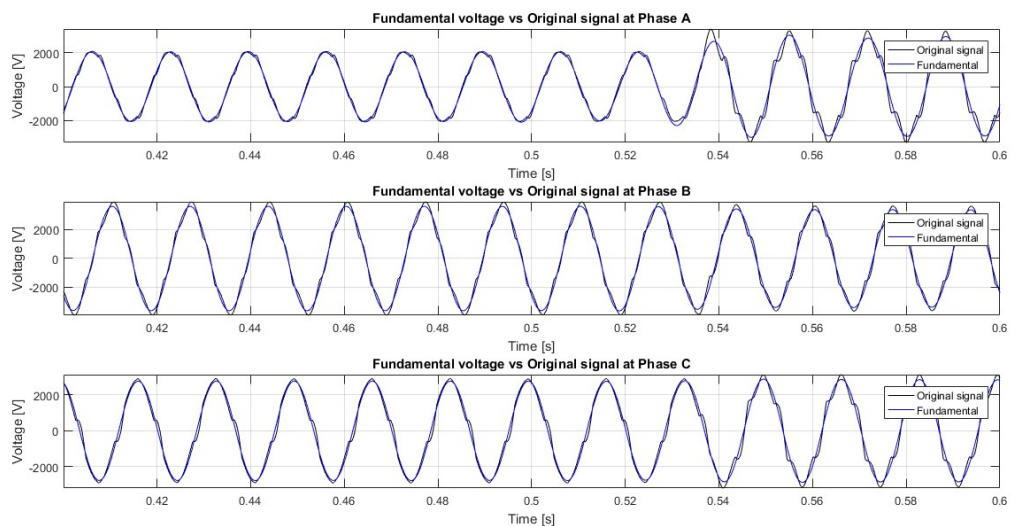


Figura 5.64 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 30% na fase A

A componente fundamental acompanha em fase e amplitude o sinal original no instante que a contingência é removida.

Pressionando ‘*Frequency Spectrum*’, a Figura 5.65 é aberta.

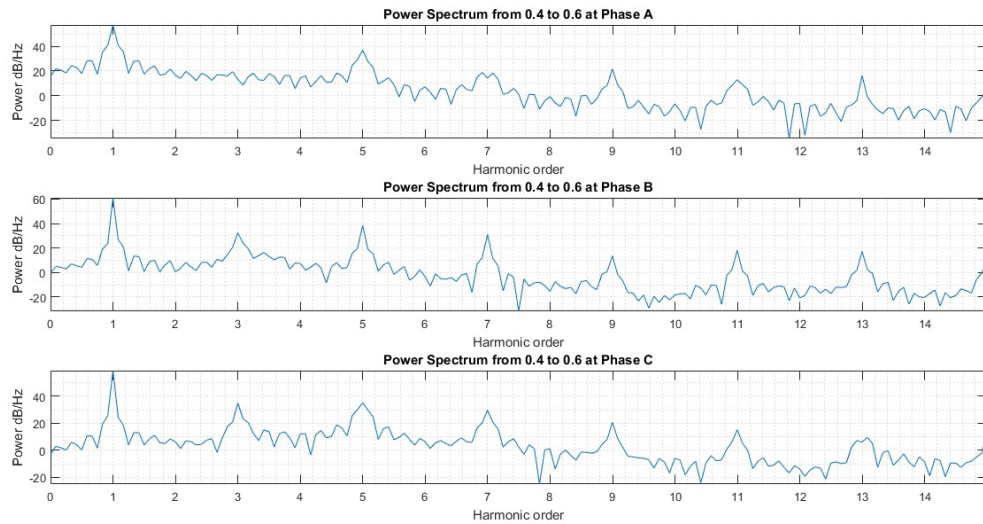


Figura 5.65 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 30% na fase A

Os harmônicos ao longo do espectro ainda apresentam uma magnitude elevada, pois em parte do período analisado a contingência ainda se encontra ativa.

Selecionando o período de 0,6 a 0,8 segundos, tem-se a Figura 5.66.

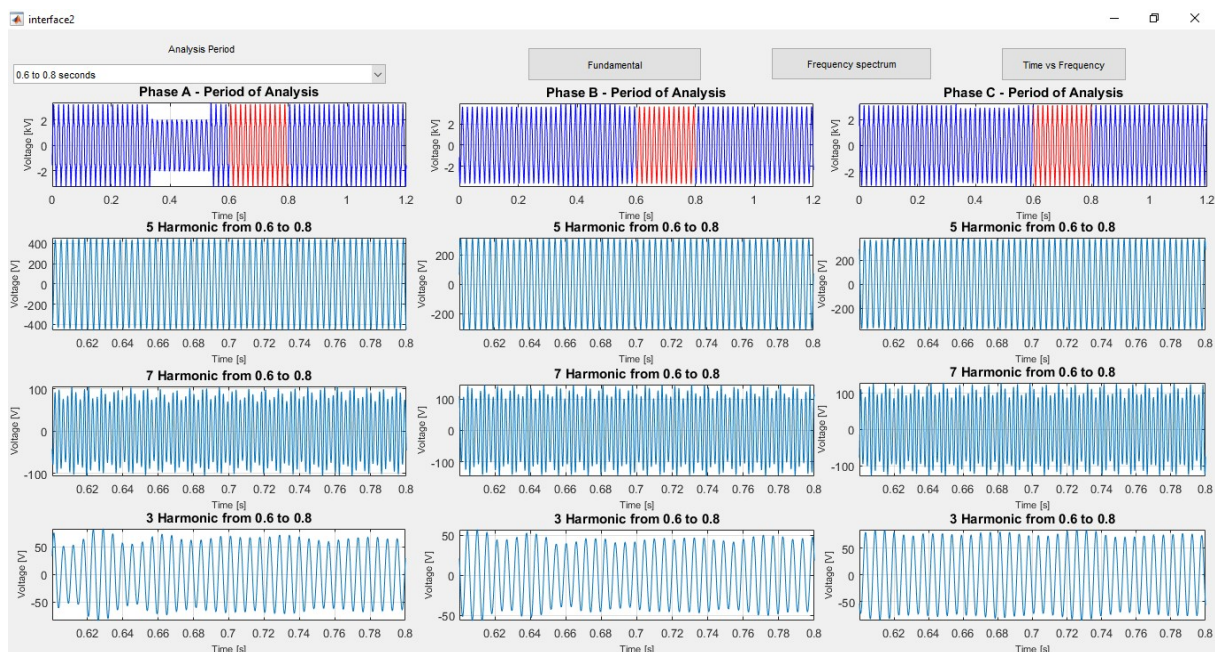


Figura 5.66 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,6 a 0,8 segundos, com sag de 30% na fase A

Observa-se que neste intervalo de análise, o sistema opera sem a presença de contingências e os harmônicos de maior ordem passam a ser o 5º, o 7º e o 3º para todas as fases, assim como era no período de 0 a 0,2 segundos, mostrados na Figura 5.57.

Pressionando ‘*Fundamental*’, a Figura 5.67 é aberta.

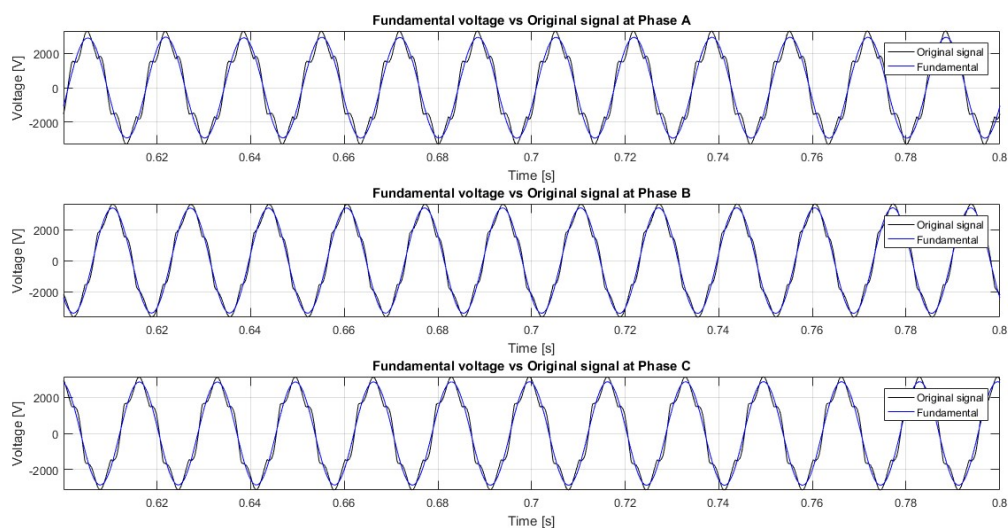


Figura 5.67 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,6 a 0,8 segundos, com sag de 30% na fase A

Observa-se que a componente fundamental de todas as fases se encontra em fase e com amplitude próxima ao do sinal original.

Pressionando '*Frequency Spectrum*', a Figura 5.68 é aberta.

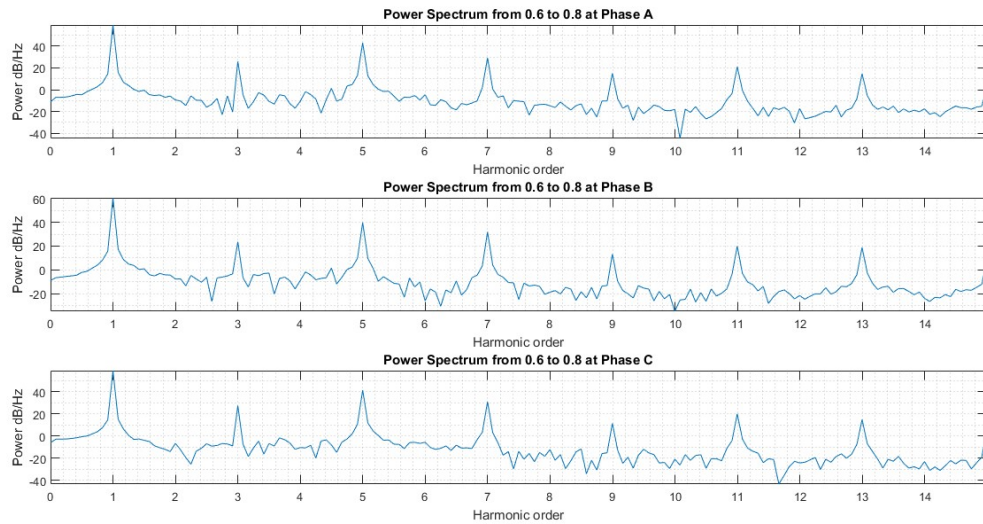


Figura 5.68 - Espectro de frequência das fases no período de 0,6 a 0,8 segundos, com sag de 30% na fase A

Os harmônicos voltam a apresentar uma menor magnitude, assim como era antes do contingência na Figura 5.57.

Para os períodos 0,8 a 1,0 e 1,0 a 1,2 segundos, o resultado foi igual ao que foi obtido no intervalo de 0,6 a 0,8 segundos.

Pressionando o botão '*Time vs Frequency*' para abrir a Terceira Interface e escolhendo a janela de 1 ciclo de análise, foi obtida a Figura 5.69.

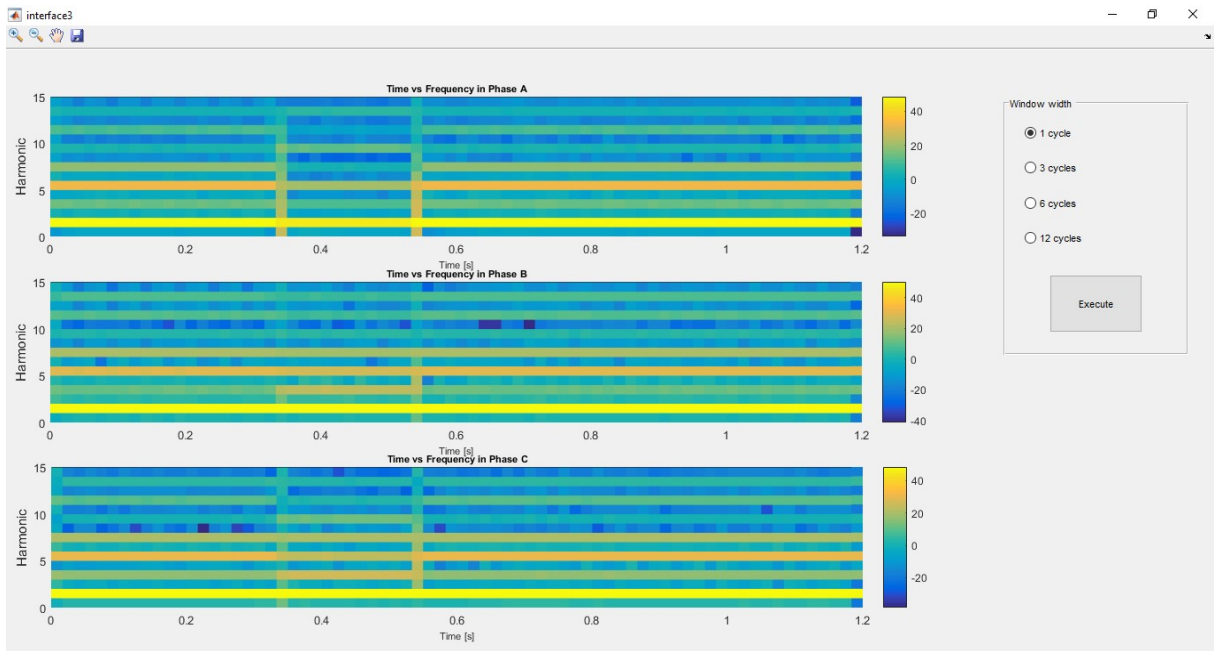


Figura 5.69 - Mapa de calor tempo vs frequência com sag de 30% na fase A, usando janela de 1 ciclo para análise

Observando o mapa da fase A, é possível observar com precisão o momento que a contingência ocorre, porém, a resolução de frequência é muito baixa.

Escolhendo a janela de 3 ciclos, foi obtida a Figura 5.70.

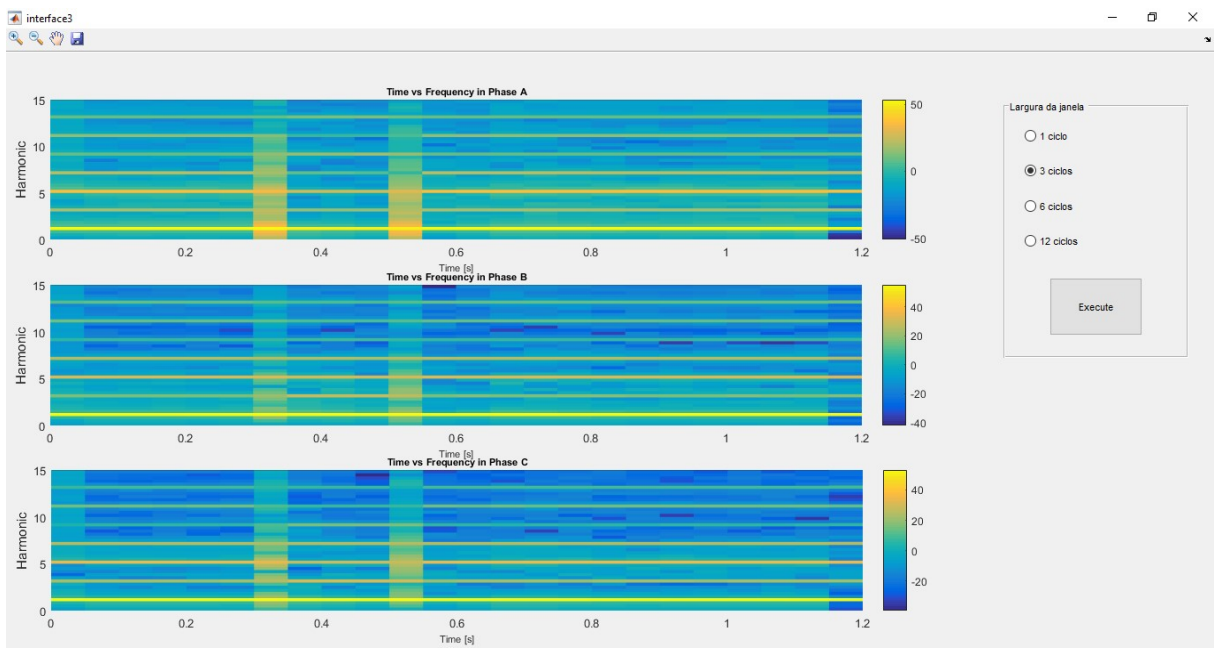


Figura 5.70 - Mapa de calor tempo vs frequência com sag de 30% na fase A, usando janela de 3 ciclos para análise

Apesar dos instantes que o sag começou e terminou não foram detectados com a mesma precisão que o anterior, a resolução de frequência está melhor, facilitando a leitura de harmônicos e inter-harmônicos.

Escolhendo a janela de 6 ciclos, foi obtida a Figura 5.71.

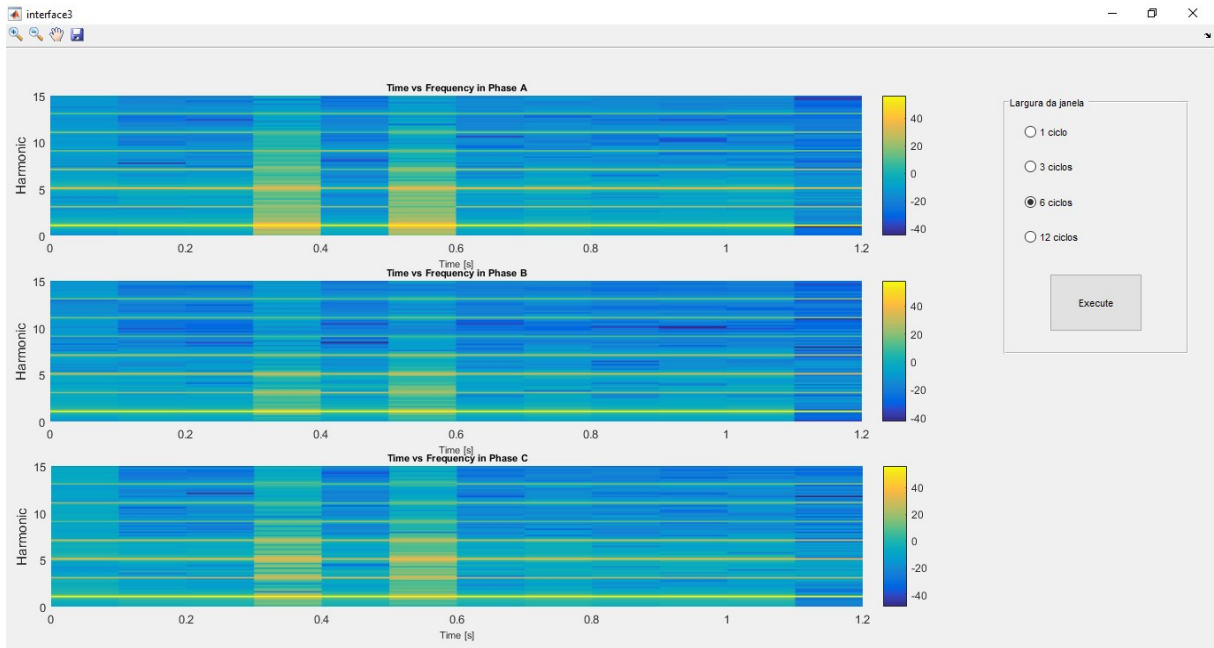


Figura 5.71 - Mapa de calor tempo vs frequência com sag de 30% na fase A, usando janela de 6 ciclos para análise

Reduzindo a resolução de tempo, tem-se ainda uma maior imprecisão do instante que a contingência começa e termina e a resolução de frequência fica ainda maior.

Por fim, escolhendo a janela de 12 ciclos, tem-se a Figura 5.72.

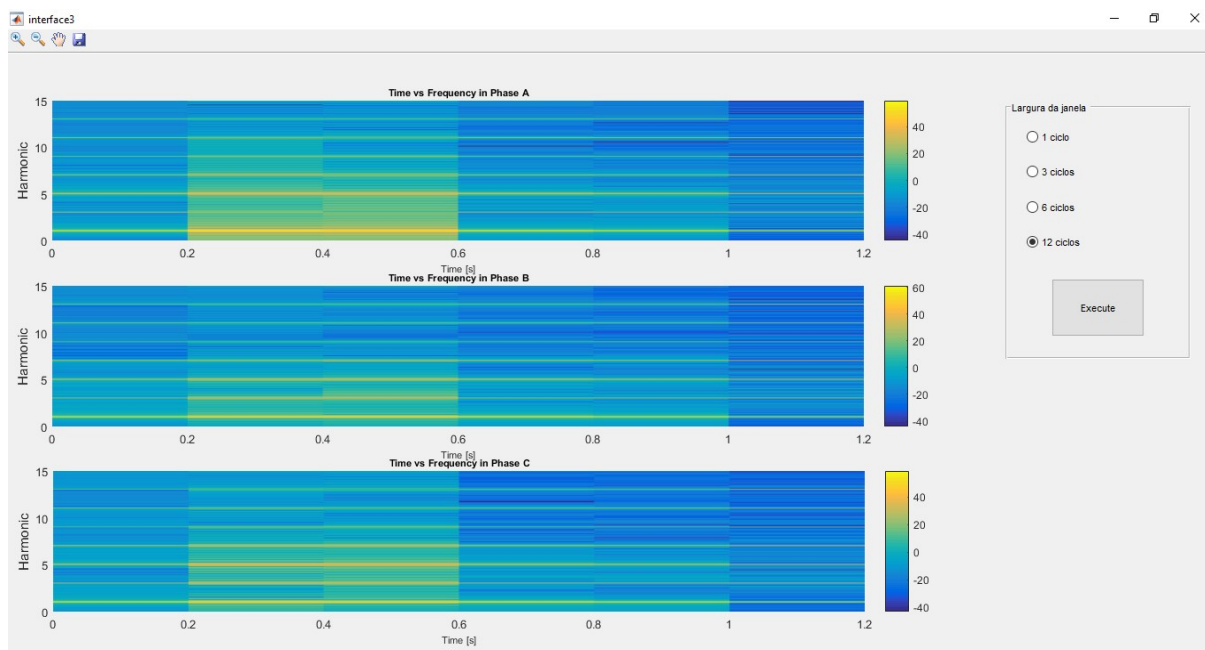


Figura 5.72 - Mapa de calor tempo vs frequência com sag de 30% na fase A, usando janela de 12 ciclos para análise

A resolução de frequência fica muito alta, tornando a leitura da ordem dos harmônicos mais difícil e a baixa resolução de tempo dá a informação de que alguma contingência ocorre entre 0,2 a 0,6 segundos.

Os resultados das seções 5.2.2 - 5.2.5 nos intervalos 0 a 0,2; 0,6 a 0,8; 0,8 a 1,0 e 1,0 a 1,2 segundos foram iguais aos que foram apresentados nesta seção. Dessa forma, serão mostrados apenas os períodos de 0,2 a 0,4 e 0,4 e 0,6 segundos. Na seção 5.2.6, referente ao caso do curto trifásico, o sistema não se recupera após a retirada da contingência. Assim, não será apresentado o intervalo de tempo após a retirada, e como o resultado do período de 0 a 0,2 segundos foi igual ao desta seção, só serão apresentados os resultados dos períodos de 0,2 a 0,4 e 0,4 e 0,6 segundos. Para a seção 5.2.7, apenas o período de 0,4 a 0,6 segundos será mostrado.

O resultado apresentado da Terceira Interface será mostrado apenas para janela de 3 ciclos nas seções 5.2.2 - 5.2.7

5.2.2 Sag Monofásico de 50% na Fase A

A Figura 5.73 apresenta os harmônicos de maior ordem associados às tensões trifásicas da Barra 692 após um sag monofásico de 50% ocorrer na fase A. O período de análise escolhido contempla o intervalo de 0,2 a 0,4 segundos.

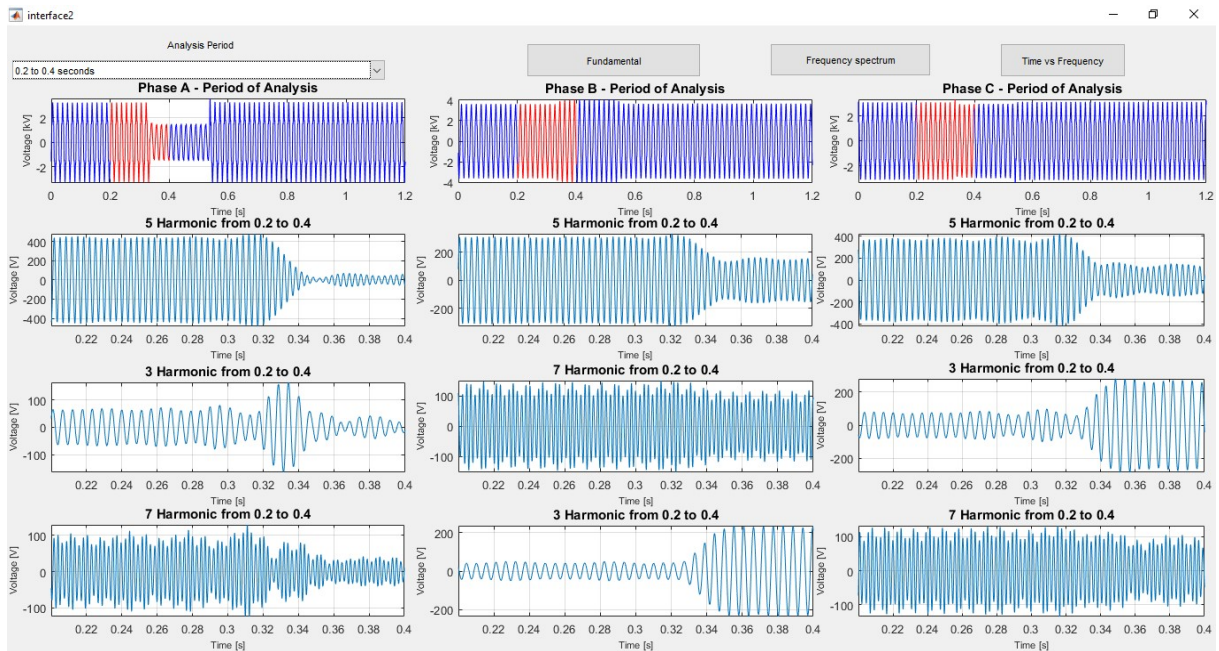


Figura 5.73 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 50% na fase A

Onde é possível observar que os harmônicos de maior ordem para as fases A e C são o 5º, o 3º e o 7º e da fase B são o 5º, o 7º e o 3º.

Pressionando o botão ‘Fundamental’, a Figura 5.74 é aberta.

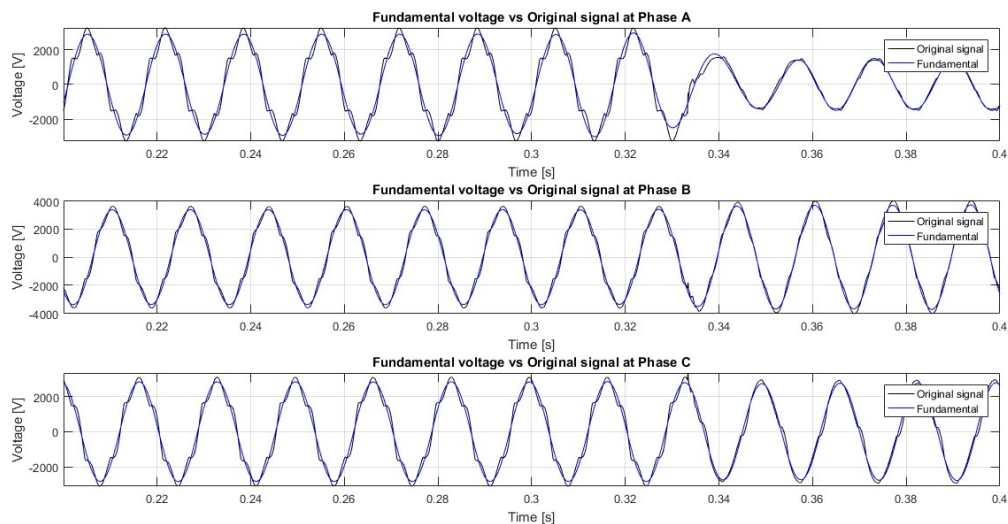


Figura 5.74 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 50% na fase A

É possível observar que mesmo com um sag mais elevado, o sinal decomposto continua acompanhando o sinal original em fase e amplitude.

Pressionando 'Frequency Spectrum', a Figura 5.75 é aberta.

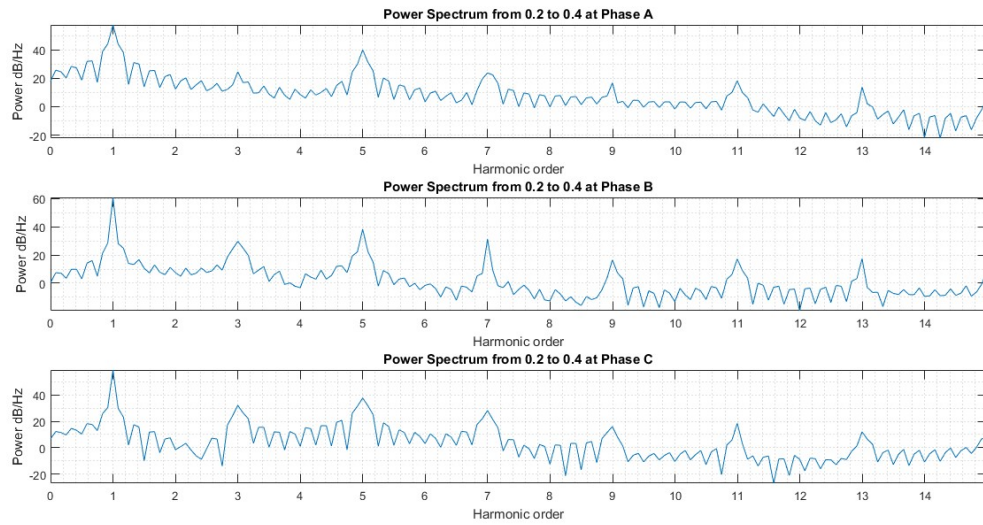


Figura 5.75 - Espectro de frequência das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 50% na fase A

Onde é possível validar se a Figura 5.73, está apresentando os harmônicos de maior ordem para cada fase neste intervalo.

Selecionando o intervalo de 0,4 a 0,6 segundos, tem-se a Figura 5.76.

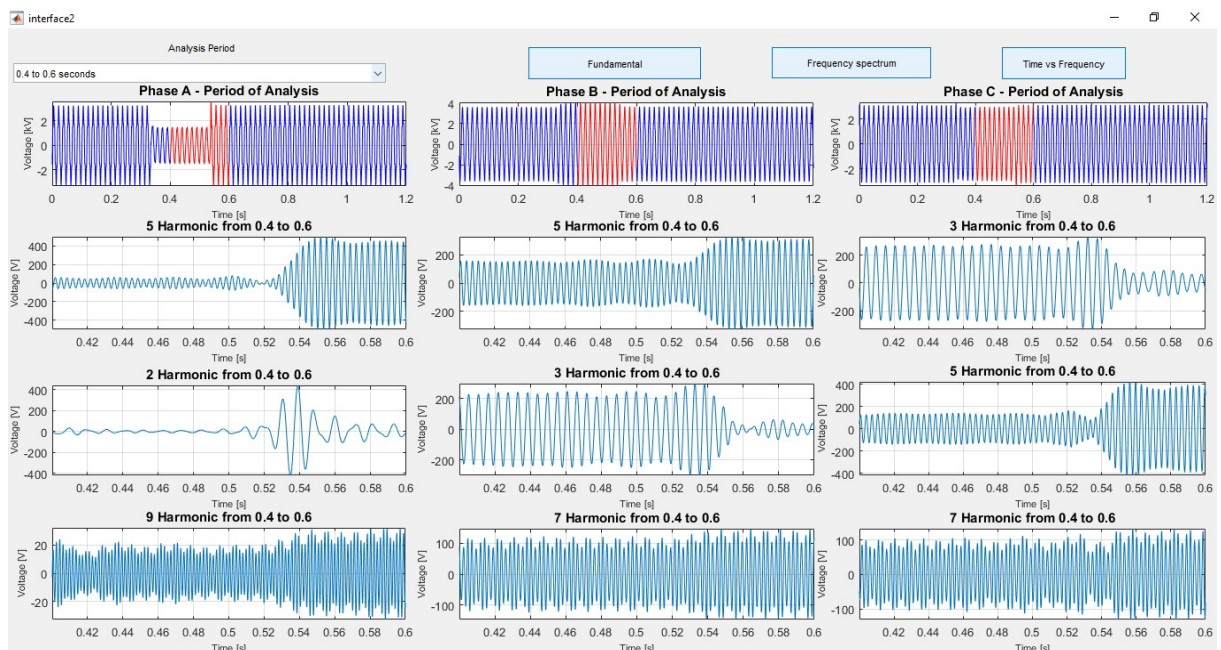


Figura 5.76 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 50% na fase A

Onde é possível observar que os harmônicos de maior ordem na fase A são o 5º, o 2º e o 9º, para a fase B são o 5º, 3º e o 7º e para a fase C são o 3º, 7º e 5º.

Pressionando os botões ‘*Fundamental*’ e ‘*Frequency Spectrum*’ a Figura 5.77 e a Figura 5.78 são respectivamente abertas.

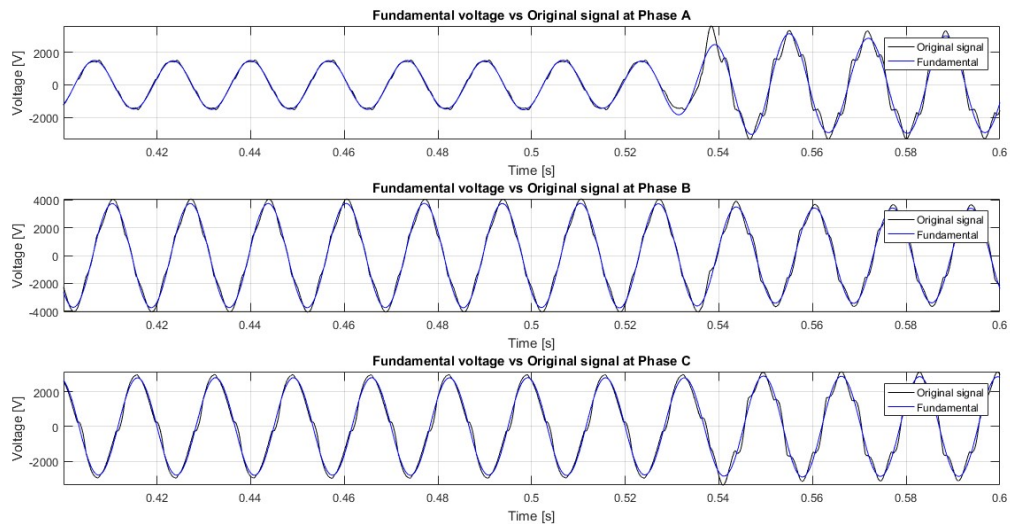


Figura 5.77 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 50% na fase A

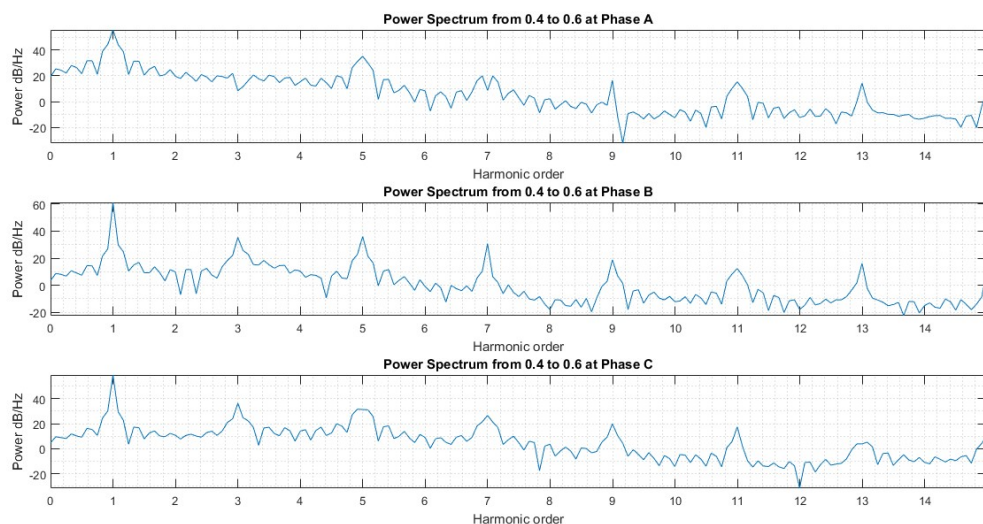


Figura 5.78 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 50% na fase A

Na Figura 5.77 observa-se que a fundamental decomposta acompanha o sinal original em fase e amplitude no instante que a contingência se encerra na fase A. Quanto a Figura 5.78 é possível observar a amplitude dos harmônicos e validar o que foi apresentado na Figura 5.76.

Pressionando ‘*Time vs Frequency*’ e escolhendo a janela de 3 ciclos, tem-se a Figura 5.79.

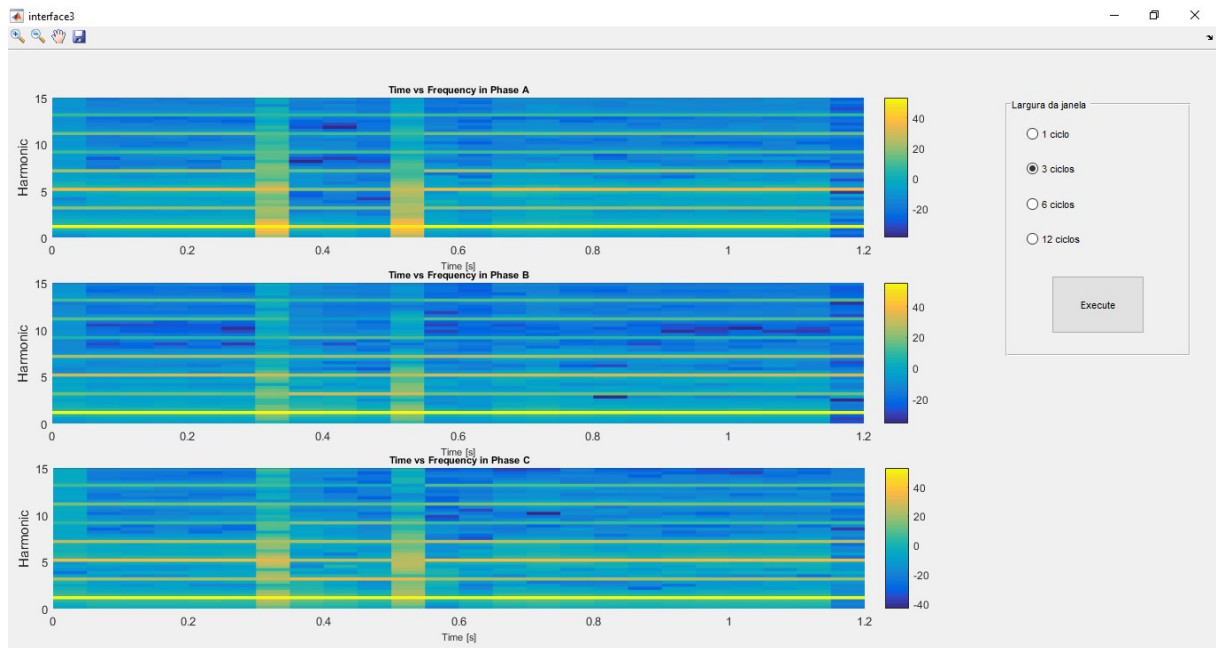


Figura 5.79 - Mapa de calor tempo vs frequência com sag de 50% na fase A, usando janela de 3 ciclos para análise

Onde é possível observar os instantes de entrada e saída da contingência e em qual a fase que ocorreu. O gráfico que corresponde à fase A apresenta uma maior intensidade de harmônicos e inter-harmônicos que demais fases.

5.2.3 Sag Monofásico de 70% na Fase A

A Figura 5.80 apresenta os harmônicos de maior ordem associados às tensões trifásicas da Barra 692 após um sag monofásico de 70% ocorrer na fase A. O período de análise escolhido contempla o intervalo de 0,2 a 0,4 segundos.

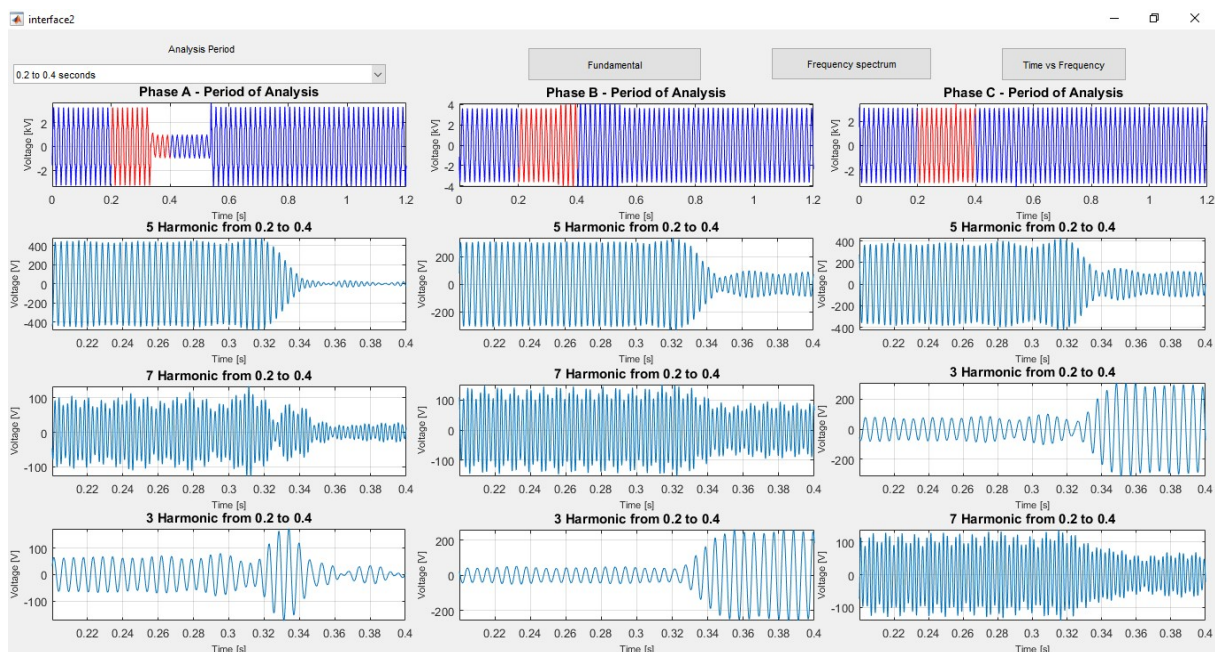


Figura 5.80 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 70% na fase A

Onde é possível observar que os harmônicos de maior ordem para as fases A e B são o 5º, o 7º e o 3º e para a fase C são o 5º, o 3º e o 7º.

Pressionando os botões ‘Fundamental’ e ‘Frequency Spectrum’ a Figura 5.81 e Figura 5.82 são respectivamente abertas.

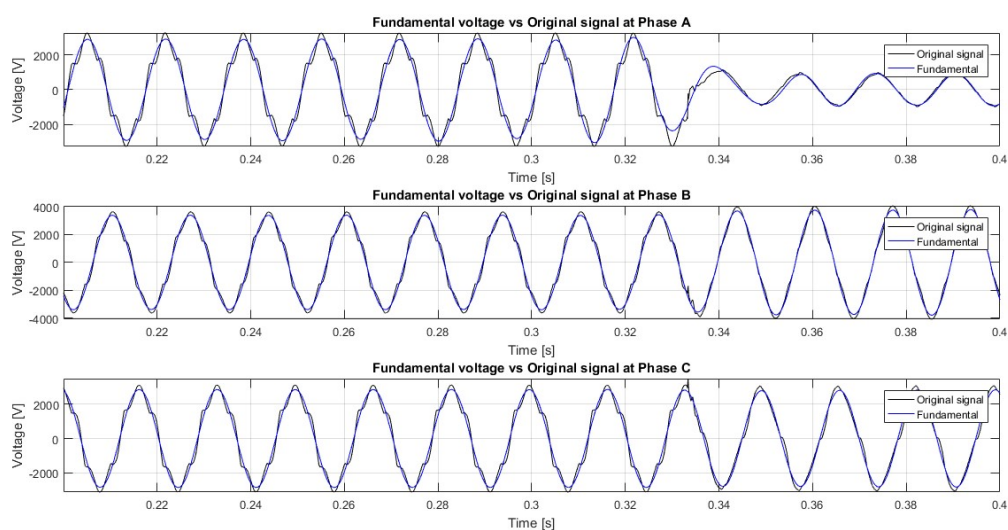


Figura 5.81 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 70% na fase A

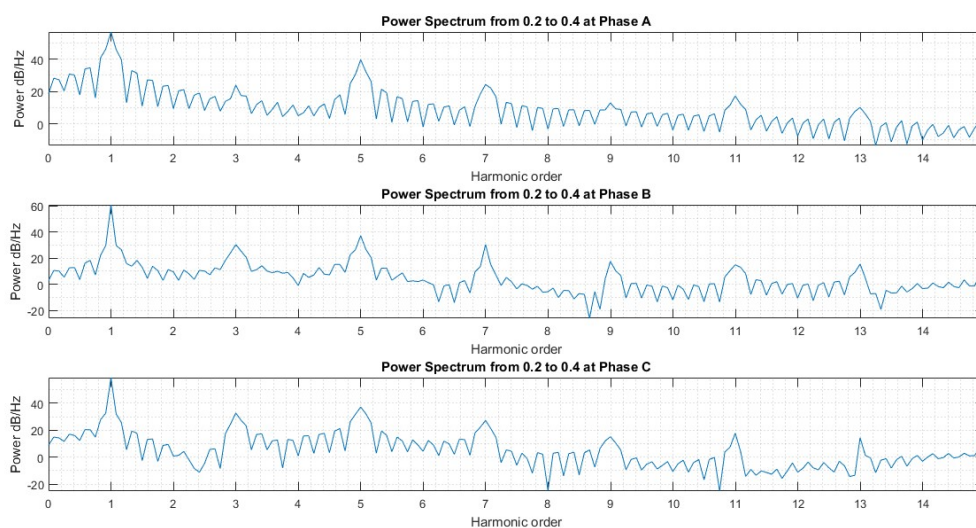


Figura 5.82 - Espectro de frequência das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com sag de 70% na fase A

Na Figura 5.81 observa-se que mesmo com um sag maior aplicado no sinal, a fundamental decomposta acompanha o sinal em fase e amplitude no instante que a contingência começa e na Figura 5.82 observa-se a amplitude dos harmônicos de cada fase e validar a informação dada na Figura 5.80.

Selecionando o intervalo de 0,4 a 0,6 segundos, tem-se a Figura 5.83.

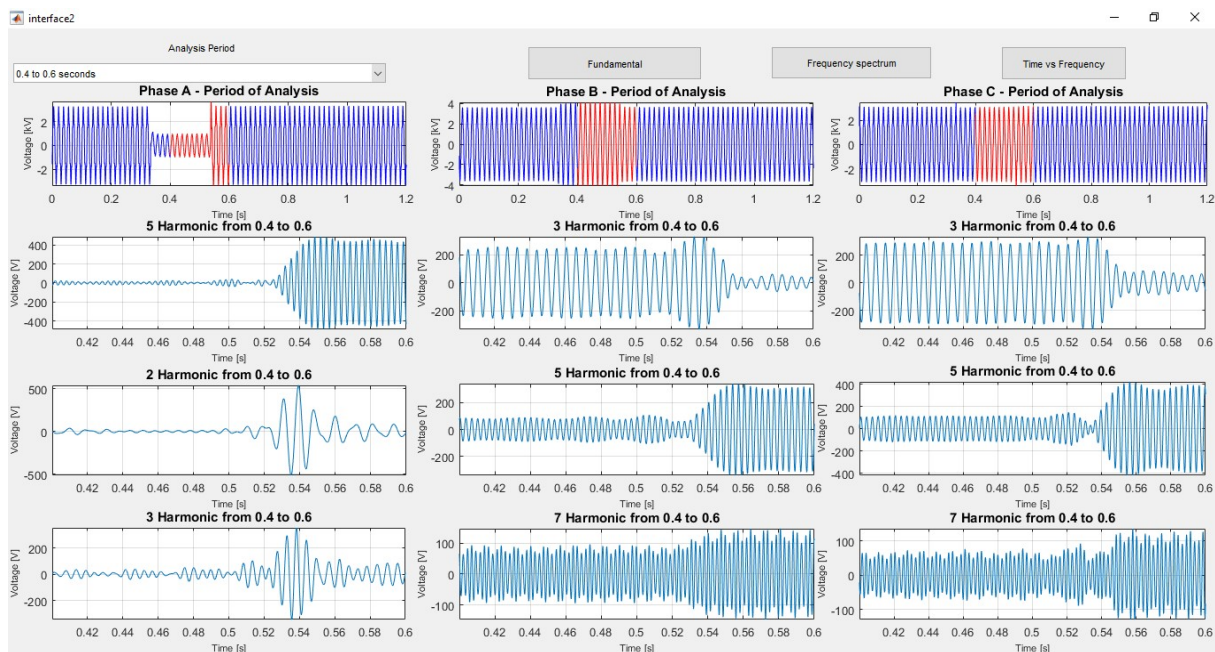


Figura 5.83 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 70% na fase A

Os harmônicos de maior ordem na fase A são o 5º, o 2º e o 3º e nas fases B e C são o 3º, o 5º e o 7º.

Pressionando os botões 'Fundamental' e 'Frequency Spectrum' a Figura 5.84 e Figura 5.85 são respectivamente abertas.

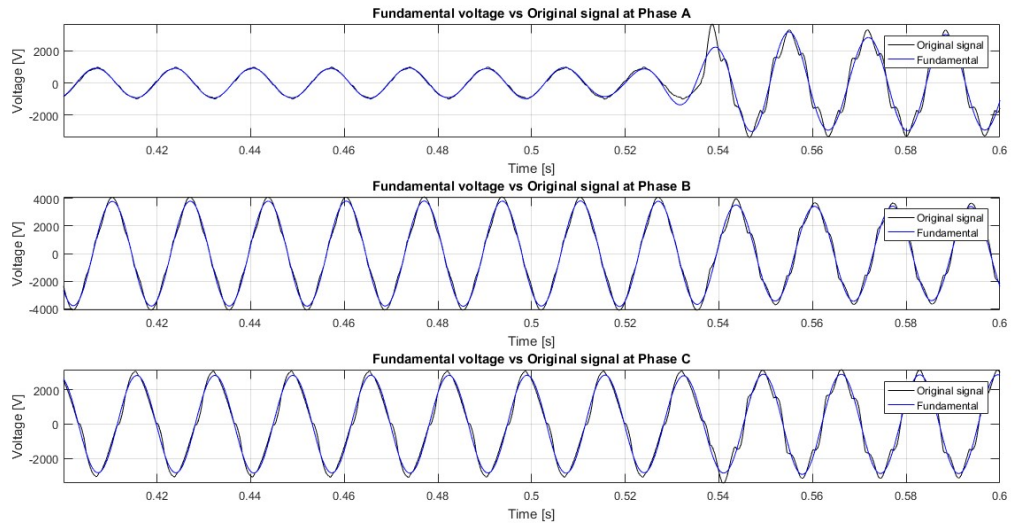


Figura 5.84 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 70% na fase A

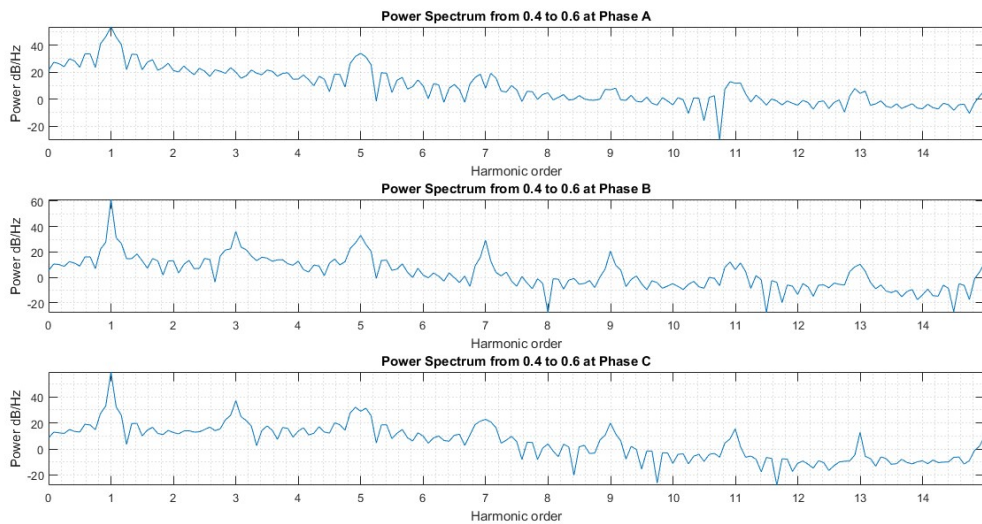


Figura 5.85 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com sag de 70% na fase A

Onde é possível observar que a fundamental decomposta acompanha o sinal original no momento que a contingência encerra e visualizar a amplitude dos harmônicos e validar a informação dada na Figura 5.83.

Pressionando ‘*Time vs Frequency*’ e escolhendo a janela de 3 ciclos, tem-se a Figura 5.86.

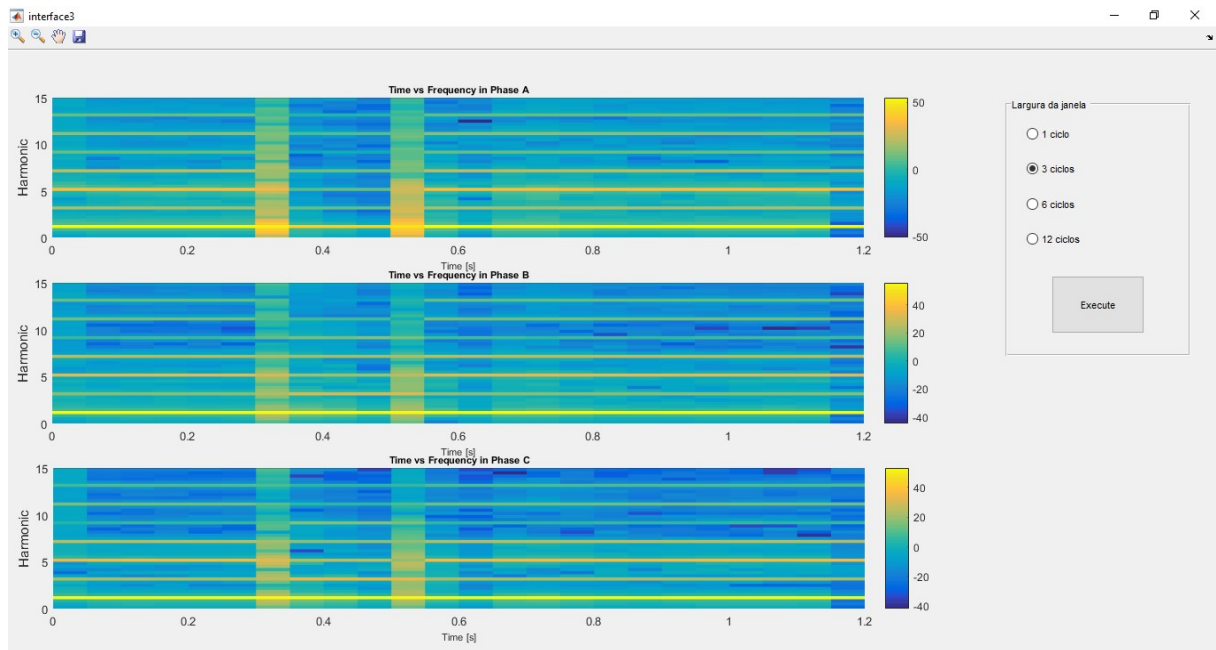


Figura 5.86 - Mapa de calor tempo vs frequência com sag de 70% na fase A, usando janela de 3 ciclos para análise

Onde é possível observar os instantes que a contingência começou e encerrou e onde ocorreu, devido a maior intensidade de harmônicos e inter-harmônicos presentes na fase A.

5.2.4 Curto-Circuito Sólido na Fase A

A Figura 5.87 apresenta os harmônicos de maior ordem associados às tensões trifásicas da Barra 692 após um curto-circuito sólido ocorrer na fase A. O período de análise escolhido contempla o intervalo de 0,2 a 0,4 segundos.

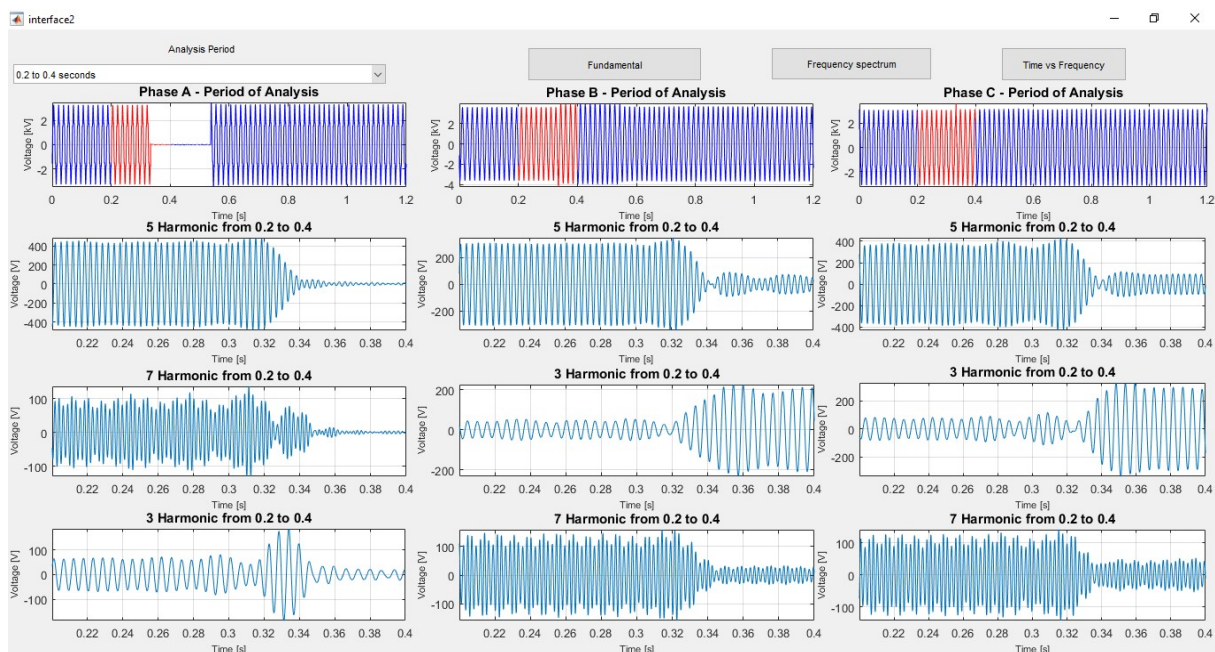


Figura 5.87 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto-circuito sólido na fase A

Onde é possível observar que os harmônicos de maior ordem na fase A são o 5º, o 7º e o 3º e nas fases B e C são o 5º, o 3º e o 7º.

Pressionando os botões ‘*Fundamental*’ e ‘*Frequency Spectrum*’ a Figura 5.88 e Figura 5.89 são respectivamente abertas.

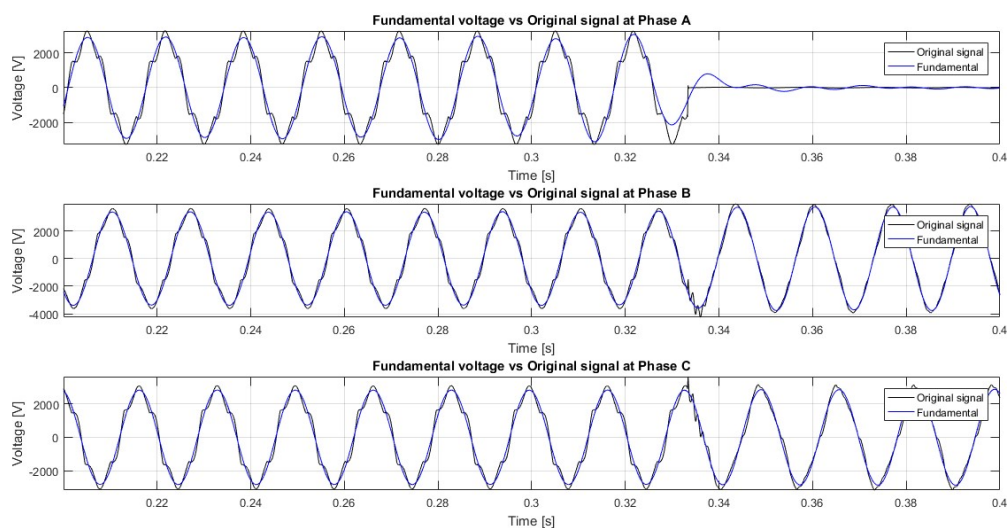


Figura 5.88 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto-circuito sólido na fase A

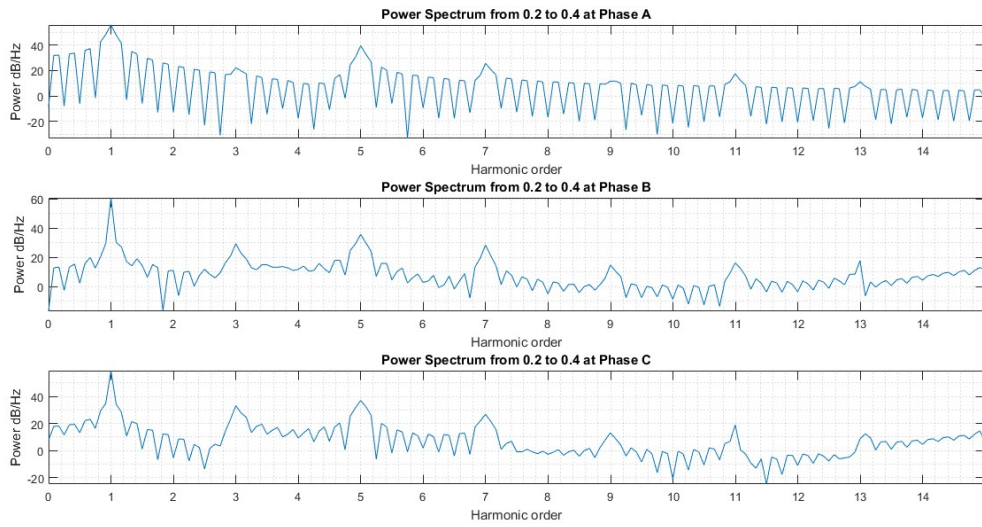


Figura 5.89 - Espectro de frequência das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto-circuito sólido na fase A

Onde é possível observar que a fundamental decomposta não acompanha o sinal original na descontinuidade, oscilando entre valores próximos de zero. A amplitude dos harmônicos e dos inter-harmônicos estão altas, especialmente na fase A.

Selecionando o intervalo de 0,4 a 0,6 segundos, tem-se a Figura 5.90.

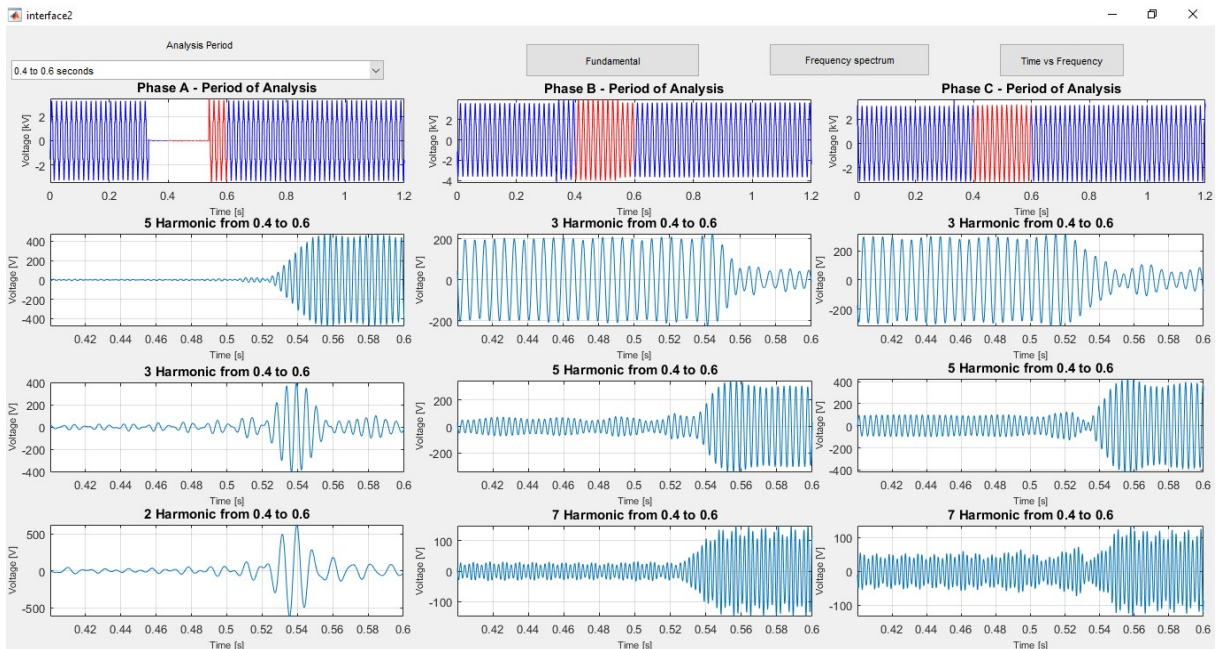


Figura 5.90 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto-circuito sólido na fase A

Os harmônicos de maior ordem na fase A são o 5º, o 3º e o 2º e nas fases B e C são o 3º, o 5º e o 7º.

Pressionando os botões 'Fundamental' e 'Frequency Spectrum' a Figura 5.91 e Figura 5.92 são respectivamente abertas.

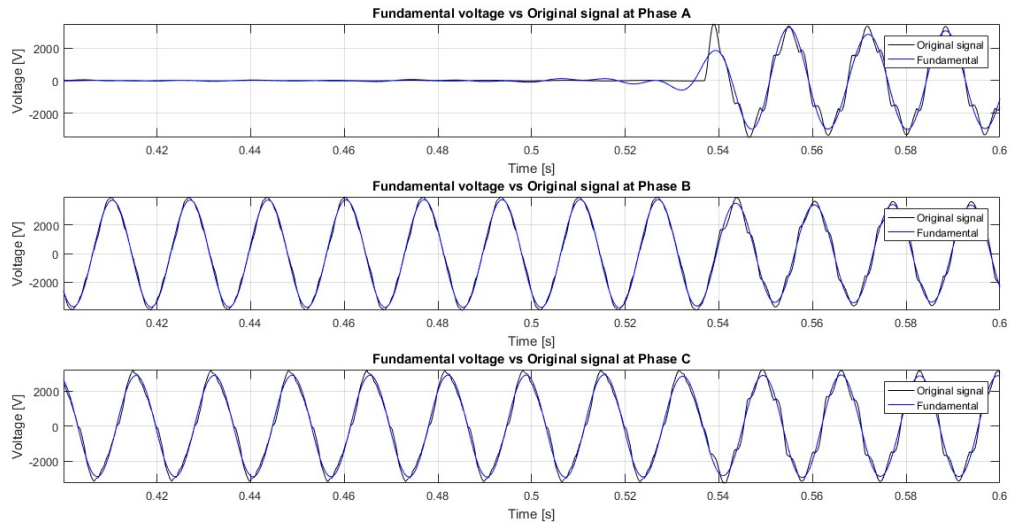


Figura 5.91 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto-circuito sólido na fase A

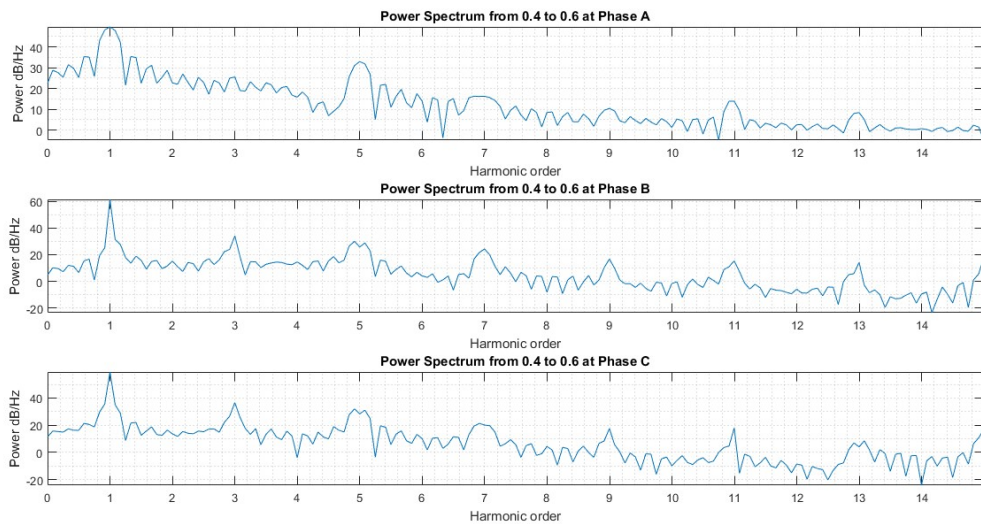


Figura 5.92 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto-circuito sólido na fase A

Observa-se que a fundamental rapidamente acompanha o sinal original no momento que a contingência é removida. A amplitude dos harmônicos e inter-harmônicos está alta nas três fases, especialmente na fase A.

Pressionando 'Time vs Frequency' e escolhendo a janela de 3 ciclos, tem-se a Figura 5.93.

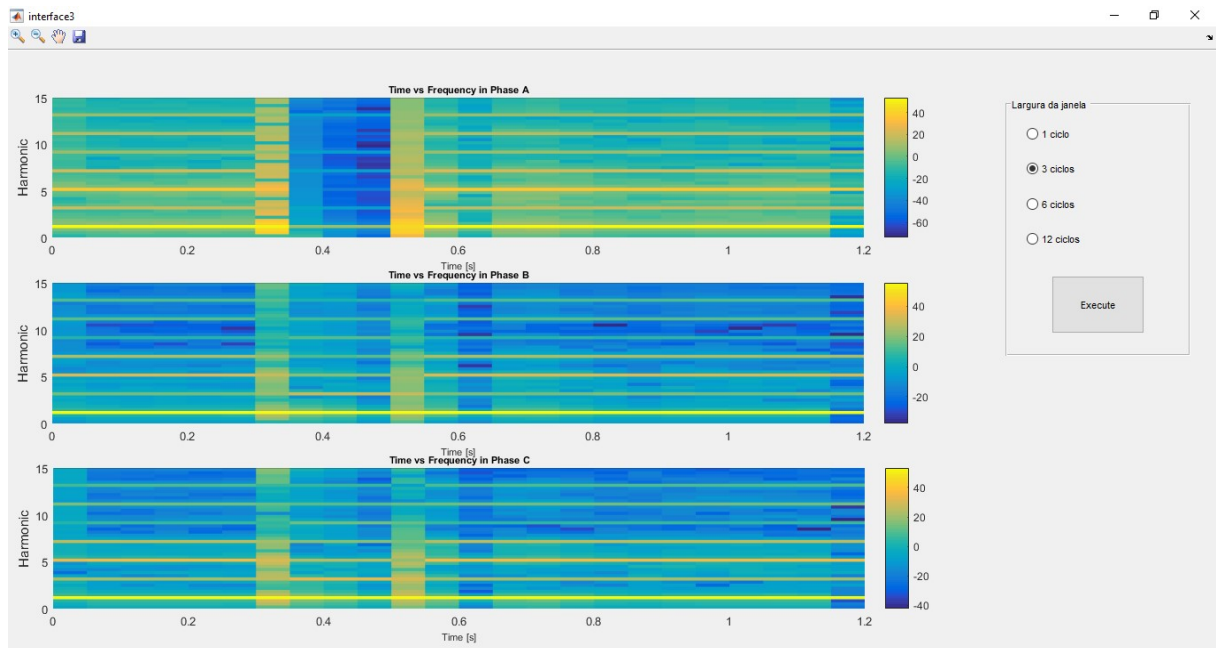


Figura 5.93 - Mapa de calor tempo vs frequência com curto-circuito sólido na fase A, usando janela de 3 ciclos para análise

É possível observar os instantes que a contingência começou e encerrou e que ocorreu na fase A. A fase A apresenta uma amplitude de harmônicos muito baixa no período que a contingência ocorreu, comparado com os casos anteriores.

5.2.5 Curto Bifásico nas Fases A e B

A Figura 5.94 apresenta os harmônicos de maior ordem associados às tensões trifásicas da Barra 692 após um curto bifásico ocorrer nas fases A e B. O período de análise escolhido contempla o intervalo de 0,2 a 0,4 segundos.

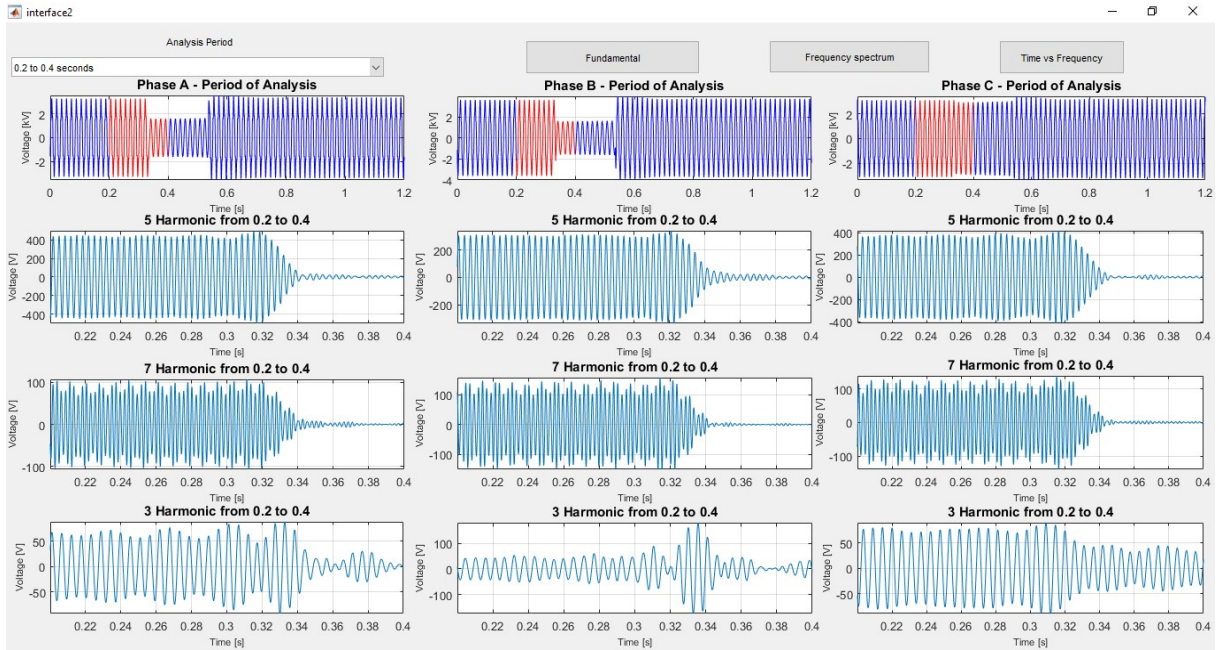


Figura 5.94 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto bifásico nas fases A e B

Nas três fases os harmônicos de maior ordem são o 5º, o 7º e o 3º.

Pressionando os botões 'Fundamental' e 'Frequency Spectrum' a Figura 5.95 e Figura 5.96 são respectivamente abertas.

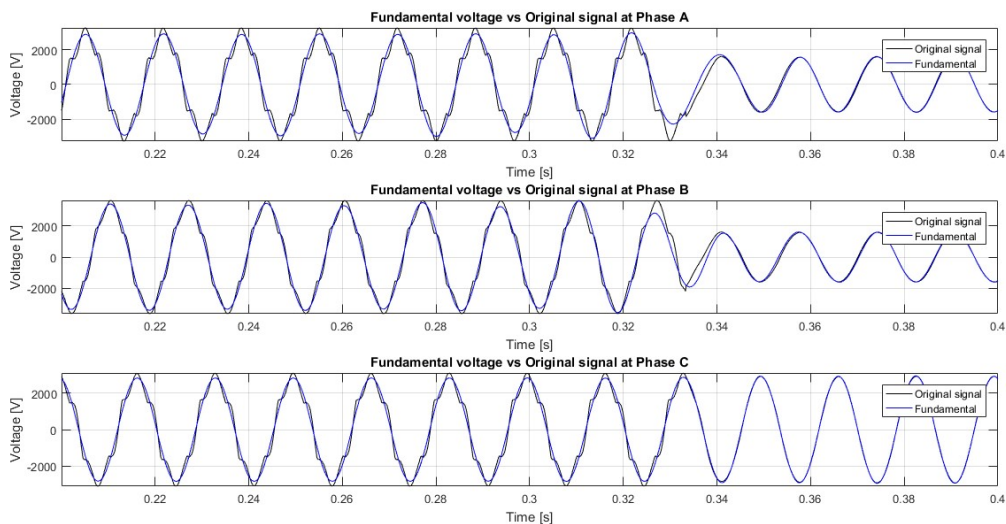


Figura 5.95 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto bifásico nas fases A e B

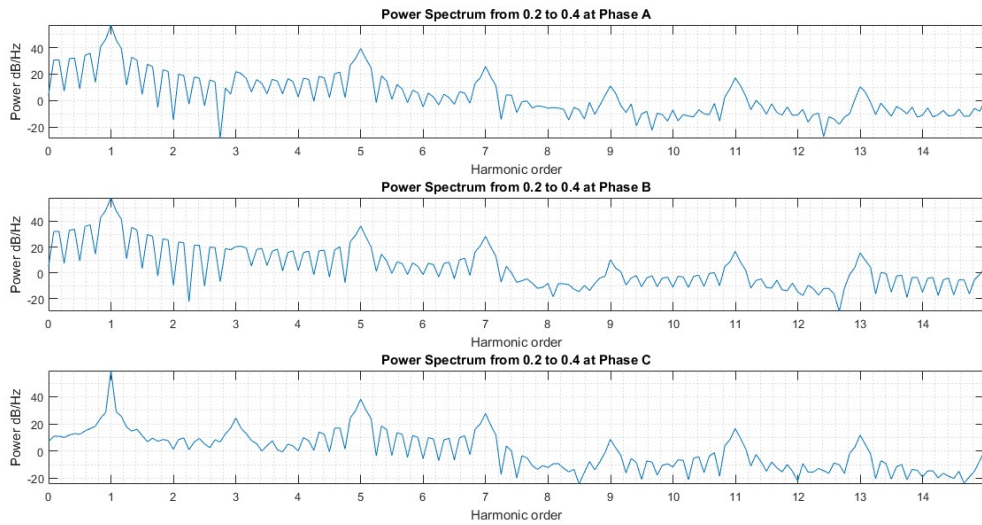


Figura 5.96 - Espectro de frequência das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto bifásico nas fases A e B

Observa-se que a fundamental decomposta das fases A e B acompanham o seu respectivo sinal original em fase e amplitude no instante que a contingência começa. A amplitude dos harmônicos e inter-harmônicos está muito alta nas fases A e B.

Selecionando o intervalo de 0,4 a 0,6 segundos, tem-se a Figura 5.97.

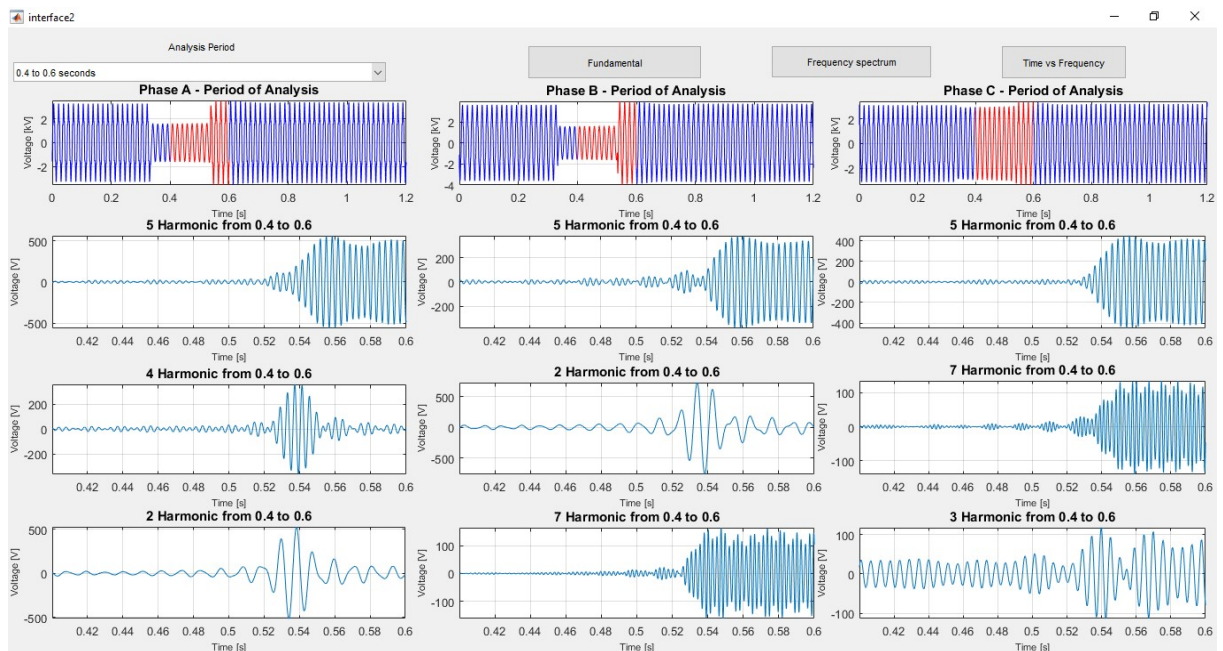


Figura 5.97 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto bifásico nas fases A e B

Os harmônicos de maior ordem na fase A são o 5º, o 4º e o 2º, na fase B são o 5º, o 2º e o 7º e na fase C são o 5º, o 7º e o 3º.

Pressionando os botões 'Fundamental' e 'Frequency Spectrum' a Figura 5.98 e Figura 5.99 são abertas respectivamente.

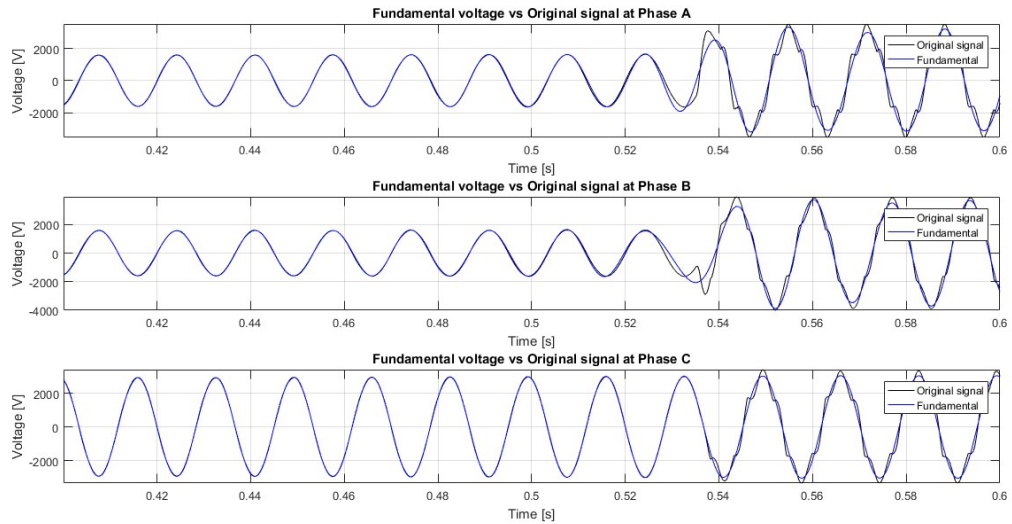


Figura 5.98 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto bifásico nas fases A e B

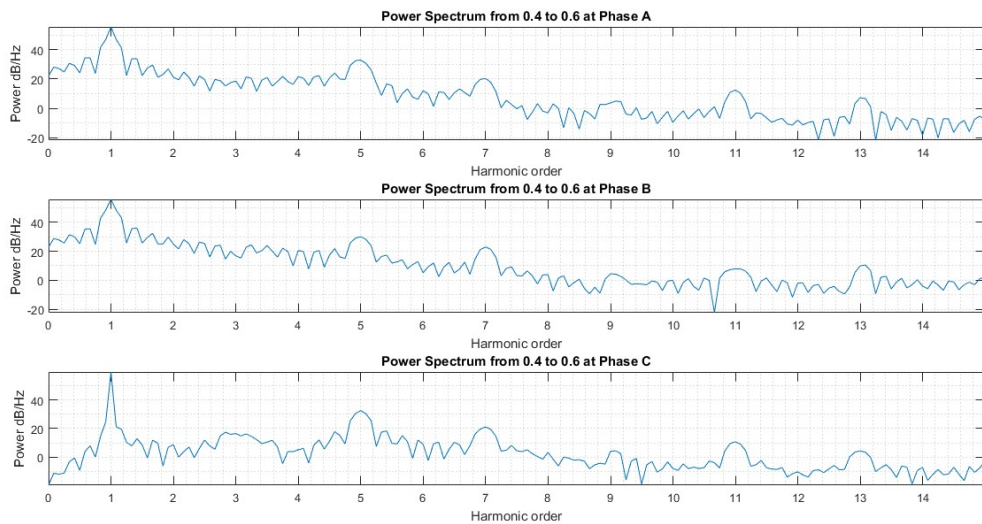


Figura 5.99 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto bifásico nas fases A e B

Observa-se que a fundamental decomposta de ambas fases A e B acompanha o sinal original no momento que a contingência é removida. As fases A e B ainda apresenta amplitude alta nos harmônicos e inter-harmônicos.

Pressionando 'Time vs Frequency' e escolhendo a janela de 3 ciclos, tem-se a Figura 5.100.

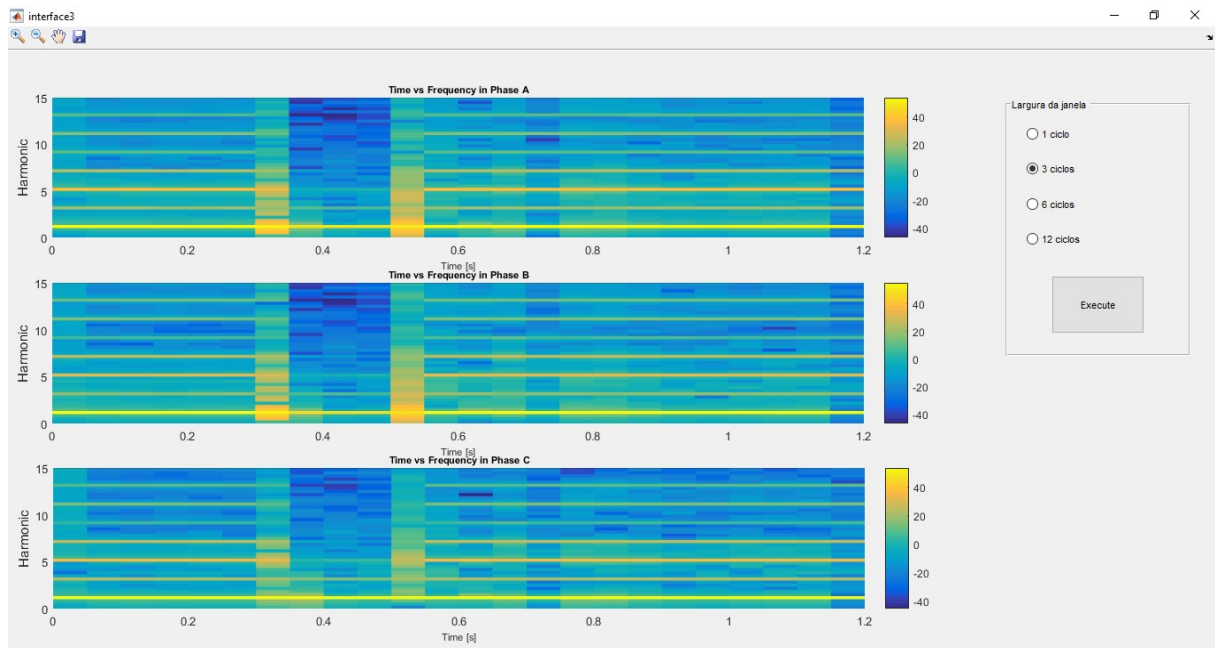


Figura 5.100 - Mapa de calor tempo vs frequência com curto bifásico nas fases A e B, usando janela de 3 ciclos para análise

É possível observar os instantes que a contingência começa e termina. As fases A e B apresentam um comportamento semelhante nesse instante, que pode ser interpretado que a contingência ocorre entre as duas fases.

5.2.6 Curto Trifásico

A Figura 5.101 apresenta os harmônicos de maior ordem associados às tensões trifásicas da Barra 692 após um curto trifásico. O período de análise escolhido contempla o intervalo de 0,2 a 0,4 segundos.

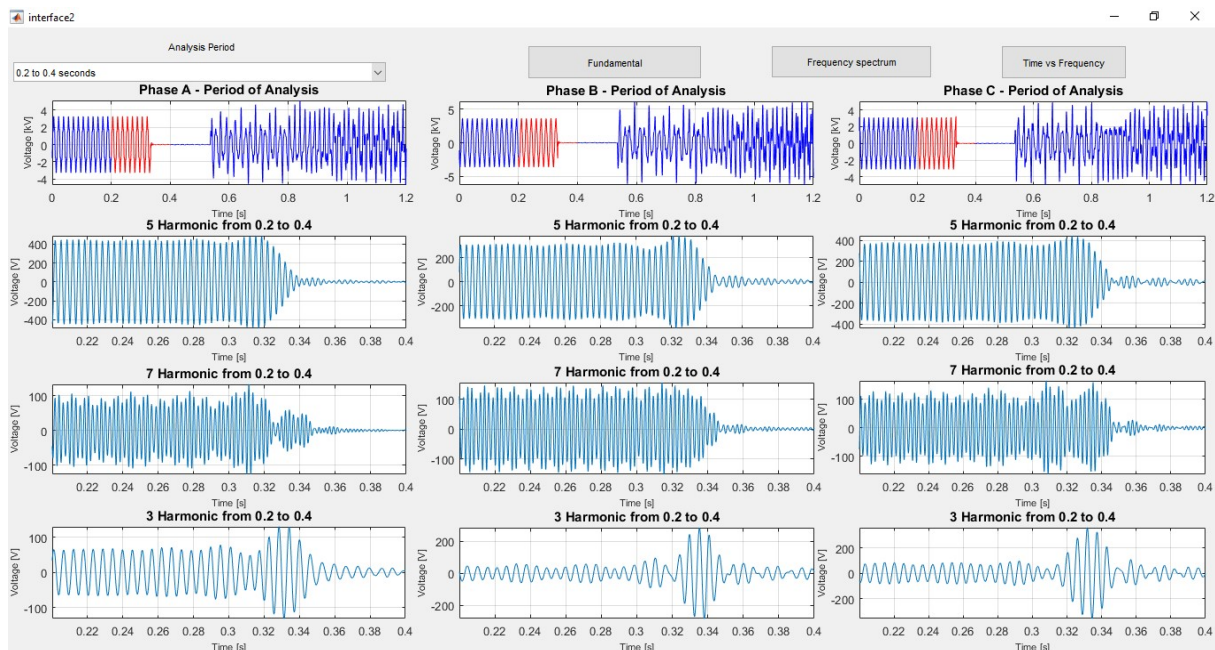


Figura 5.101 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto trifásico

Os harmônicos de maior ordem nas três fases são o 5º, o 7º e o 3º.

Pressionando os botões '*Fundamental*' e '*Frequency Spectrum*' a Figura 5.102 e Figura 5.103 são respectivamente abertas.

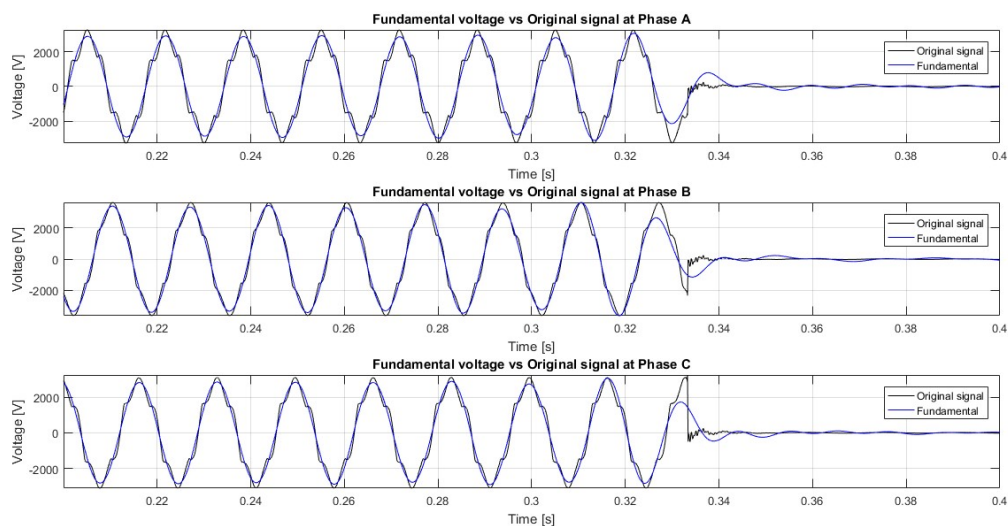


Figura 5.102 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto trifásico

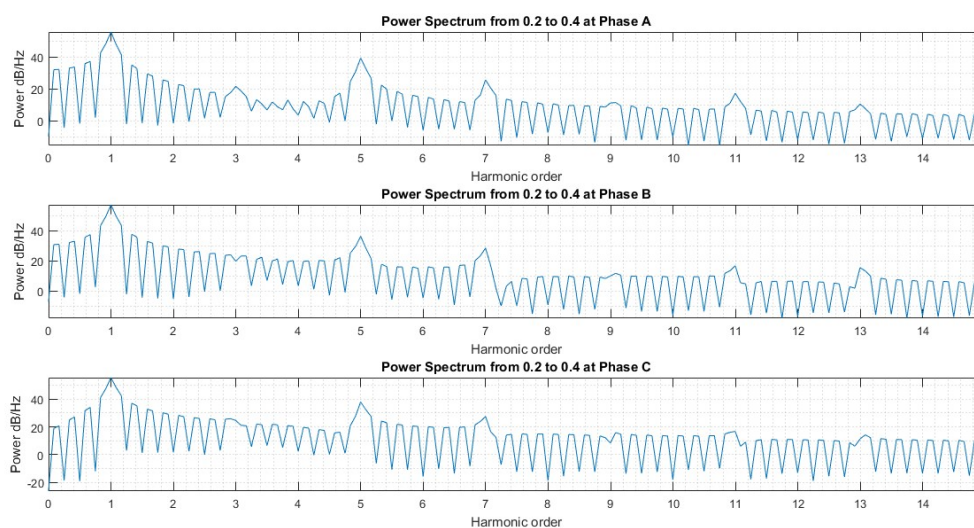


Figura 5.103 - Espectro de frequência das fases no período de 0,2 a 0,4 segundos, com curto trifásico

A fundamental decomposta das três fases não acompanha o sinal na descontinuidade, porém, todas ficam oscilando em um valor próximo de zero. O espectro de frequência das três fases apresenta uma elevada amplitude nos harmônicos e inter-harmônicos.

Selecionando o intervalo de 0,4 a 0,6 segundos, tem-se a Figura 5.104.

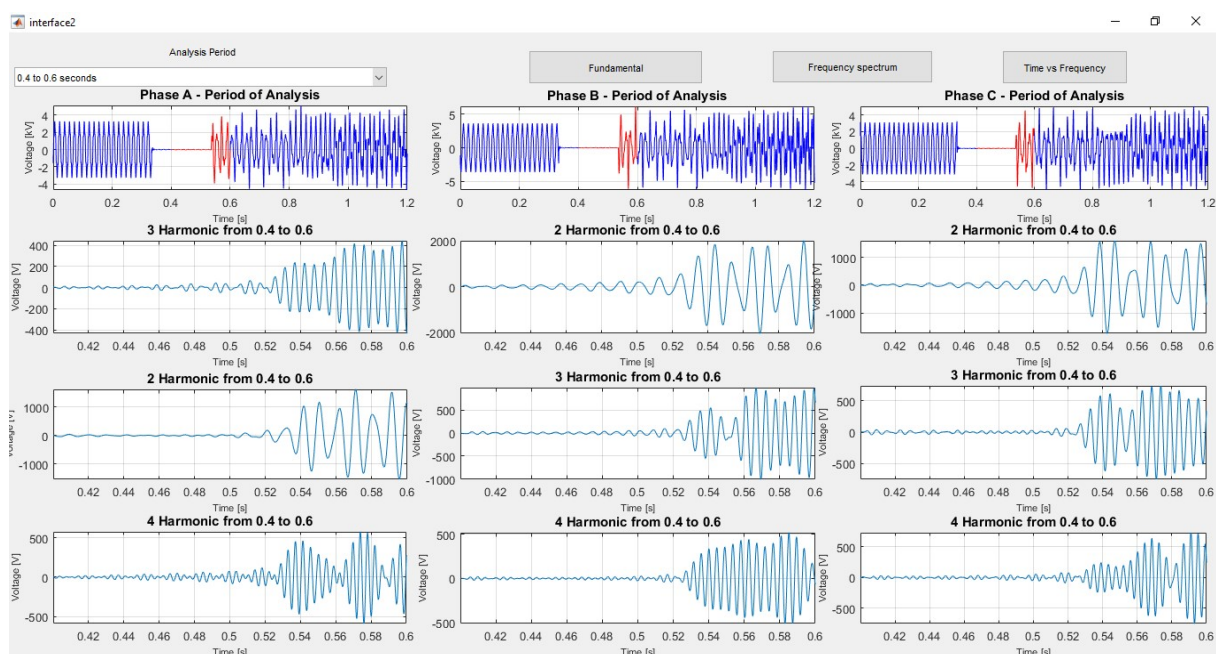


Figura 5.104 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto trifásico

Os harmônicos de maior ordem na fase A são o 3º, o 2º e o 4º e nas fases B e C são o 2º, o 3º e o 4º.

Pressionando os botões ‘*Fundamental*’ e ‘*Frequency Spectrum*’ a Figura 5.105 e Figura 5.106 são respectivamente abertas.

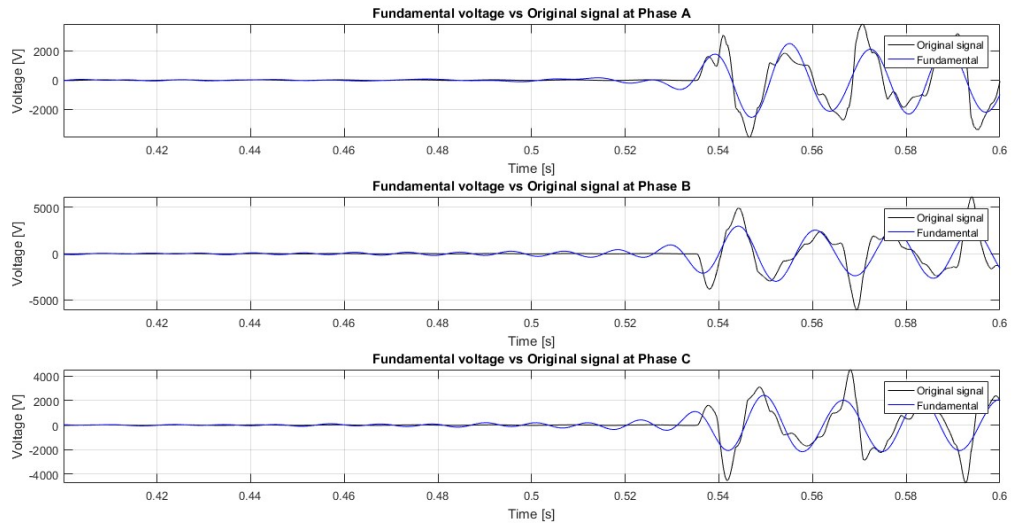


Figura 5.105 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto trifásico

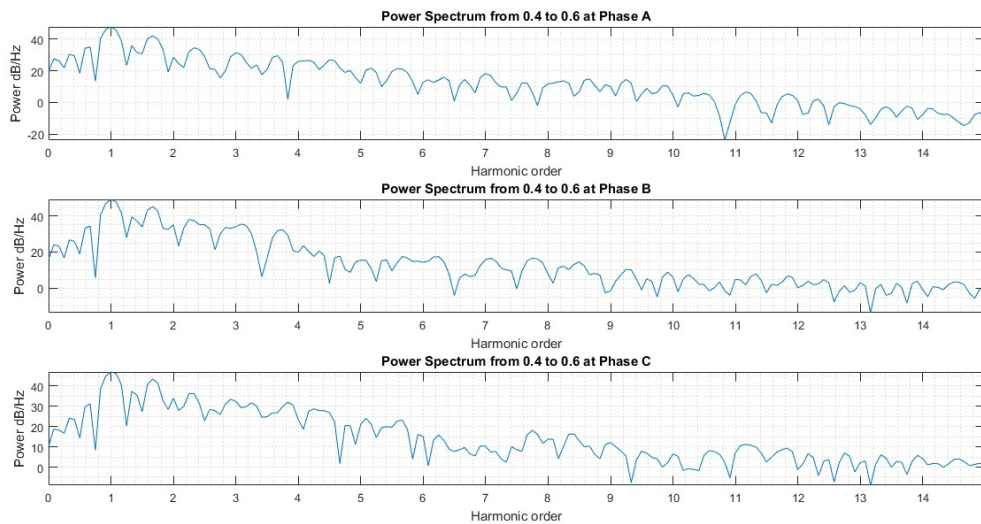


Figura 5.106 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com curto trifásico

No instante que a contingência é removida a fundamental decomposta das três fases buscam acompanhar o sinal original, porém o sistema não recupera e amplitude dos harmônicos e dos inter-harmônicos permanece elevada.

Pressionando ‘*Time vs Frequency*’ e escolhendo a janela de 3 ciclos, tem-se a Figura 5.107.

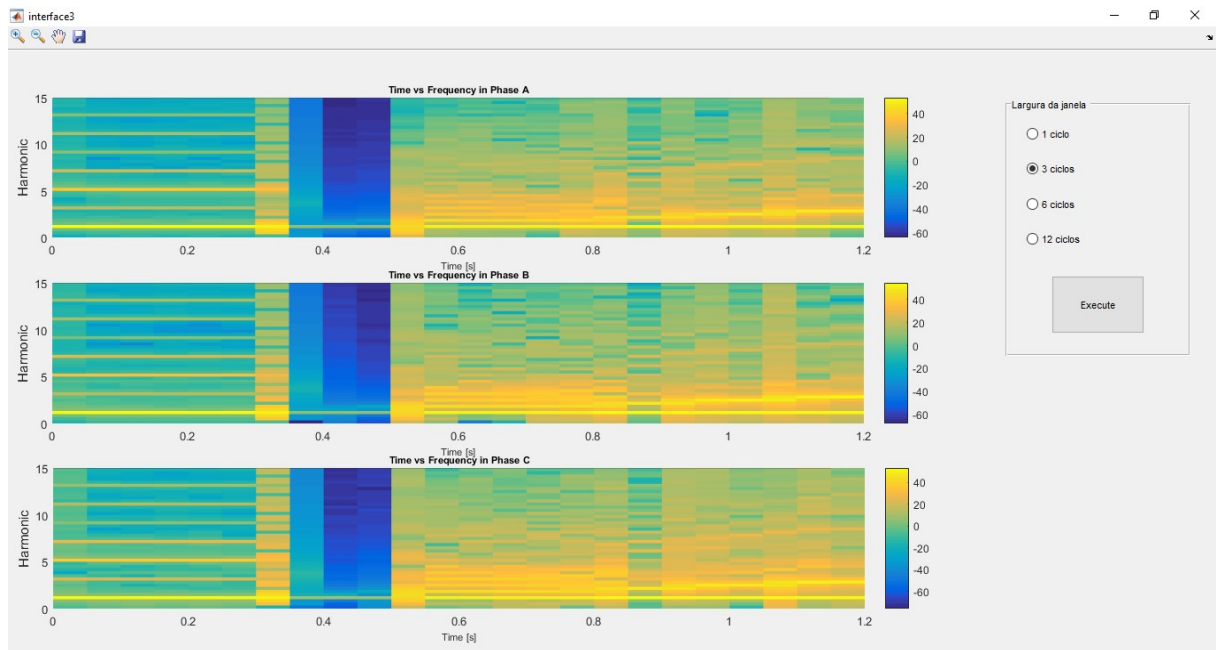


Figura 5.107 - Mapa de calor tempo vs frequência com curto trifásico, usando janela de 3 ciclos para análise

É possível observar o instante que a contingência inicia e termina e que o sistema não se recupera após sua remoção.

5.2.7 Abertura de Chave Trifásica

A Figura 5.108 apresenta os harmônicos de maior ordem associados às tensões trifásicas da Barra 692 após a abertura de chave trifásica. O período de análise escolhido contempla o intervalo de 0,2 a 0,4 segundos.

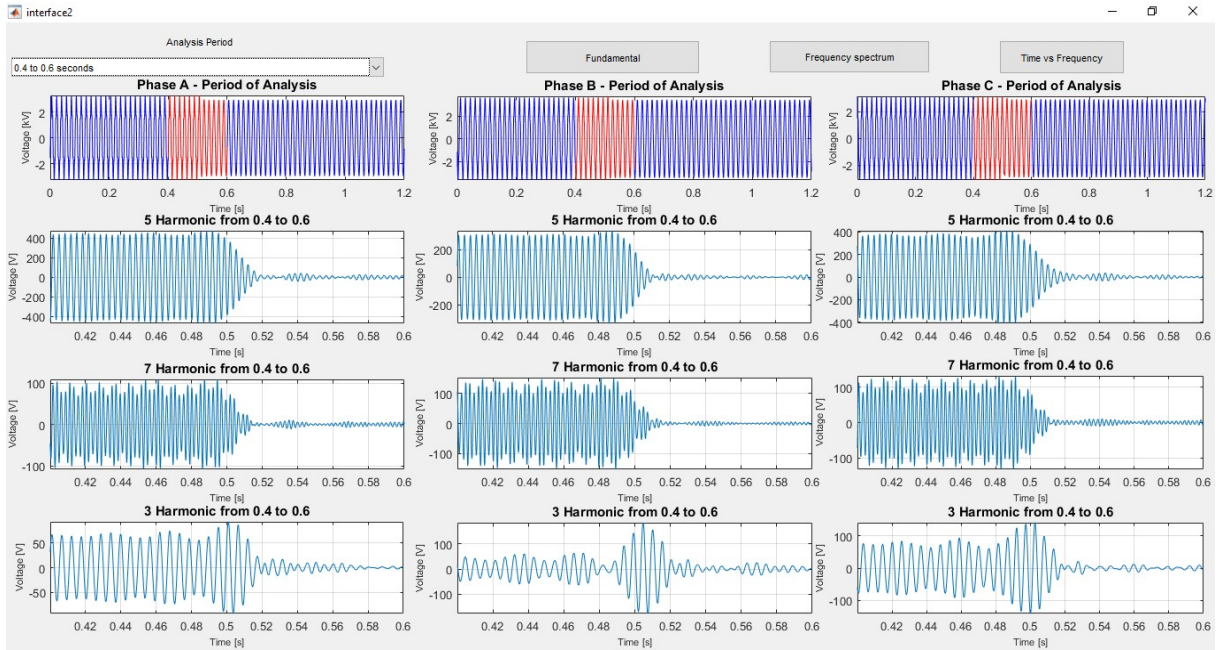


Figura 5.108 - Harmônicos de maior ordem no período de 0,4 a 0,6 segundos, com abertura de chave trifásica

Observa-se que os harmônicos de maior ordem para as três fases são o 5º, o 7º e o 3º.

Pressionando os botões ‘*Fundamental*’ e ‘*Frequency Spectrum*’ a Figura 5.109 e Figura 5.110 são abertas respectivamente.

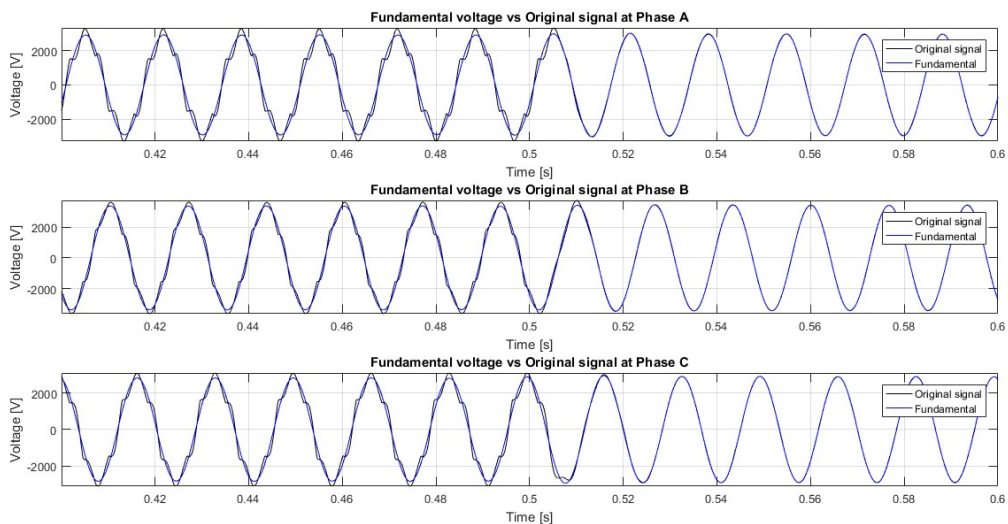


Figura 5.109 - Sinal Original vs Componente Fundamental das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com abertura de chave trifásica

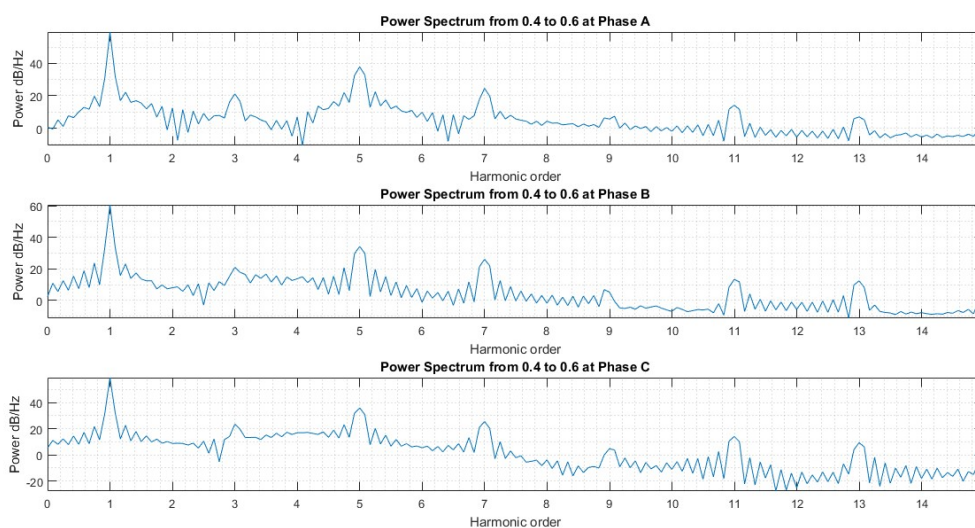


Figura 5.110 - Espectro de frequência das fases no período de 0,4 a 0,6 segundos, com abertura de chave trifásica

Observa-se em todas as fases que logo após a abertura de chave, o sinal original tem a distorção muito reduzida ao ponto de se assemelhar com a componente fundamental.

Pressionando ‘*Time vs Frequency*’ e escolhendo a janela de 3 ciclos, tem-se a Figura 5.111.

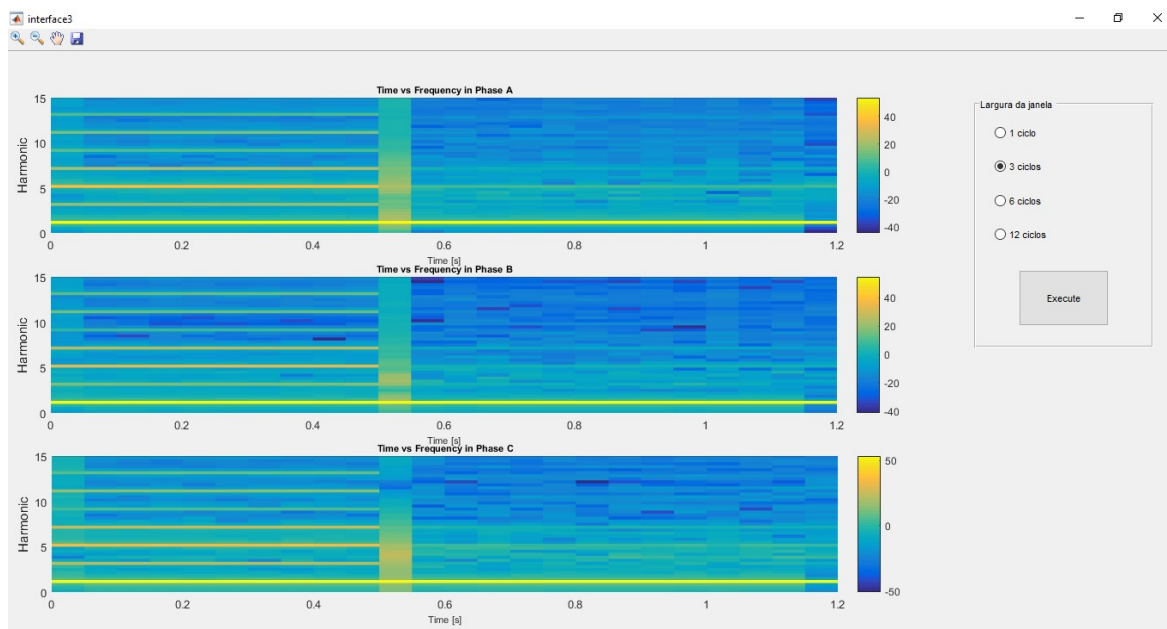


Figura 5.111 - Mapa de calor tempo vs frequência com abertura de chave trifásica, usando janela de 3 ciclos para análise

É possível observar o instante que a abertura de chave ocorreu e após isso, os harmônicos e inter-harmônicos tiveram a amplitude reduzida significativamente.

6. CONCLUSÃO

As mudanças no sistema elétrico advindas da entrada de geração distribuída tendem a mudar a forma de operar e planejar estes sistemas. Desta forma, técnicas que levam em conta estas características devem ser consideradas. Assim, a questão dos harmônicos gerados por estas fontes e pelas cargas não lineares é estudada neste trabalho através da abordagem tempo-frequência, usando transformadas *wavelets*. *Wavelets* são ondas oscilatórias com energia finita e média nula. De forma a facilitar a implementação e visualização dos resultados, escolheu-se a plataforma MATLAB para o desenvolvimento dos estudos.

O estudo aqui desenvolvido foi feito a partir da consideração de uma rede ilhada. Sistemas de distribuição tornam-se ativos quando têm geração distribuída, podendo, em algumas ocasiões, trabalhar de forma ilhada. Neste caso, técnicas especiais de análise são requeridas, especialmente para o cálculo de fluxo de carga, já que a tensão nas unidades despacháveis e frequência do sistema podem cair. Isso se aplica o estudo de harmônicos, já que a geração dos mesmos varia de acordo com a configuração do sistema.

Neste trabalho foi observada a resposta de um sistema isolado com geração eólica diante de contingências e modificações na rede em uma janela de tempo. Na prática a operação desses sistemas traz muitos desafios devido à baixa capacidade de curto-circuito que resulta em baixas correntes de curto-circuito, que podem não ser o suficiente para acionar sistemas de proteção e danificar seriamente os equipamentos da rede. Além desse problema, o crescente uso de fontes renováveis e a inserção de cargas conectadas à rede através de retificadores aumentam a distorção harmônica da rede, que ao atingir um nível inaceitável também pode causar danos severos aos equipamentos.

Para resolver esse problema, foram desenvolvidas duas metodologias de análise. A primeira delas foi um monitoramento em uma janela de tempo, onde o sinal da tensão trifásica de uma barra de interesse é enviado para uma *Discrete-Time Wavelet Transform* (DTWT) de 8 níveis. A informação provida de cada banda de frequência dada na saída da DTWT diante de diferentes cenários foi observada, de forma que se possa extrair um diagnóstico de que tipo de contingência está ocorrendo na rede e por quanto tempo. O sinal também foi enviado para ter a distorção harmônica total (THD do inglês) calculada para cada fase, e através de uma automação, tem-se o diagnóstico do nível de distorção que segue a norma do PRODIST para dizer se o sistema se encontra em condições aceitáveis ou inaceitáveis de distorção. Note que

as normas do PRODIST são elaboradas considerando os sistemas de distribuição na configuração tradicional, i.e., supridos por alimentadores. Neste trabalho, a consideração de normas do PRODIST para sistemas ilhados representa uma restrição bastante severa, caracterizando uma contribuição desta dissertação. No entanto, a metodologia desenvolvida aqui não é para aplicação exclusiva em sistemas ilhados. Na verdade, pode ser aplicada, sem restrições, a sistemas de distribuição convencionais. Sua aplicação em redes ilhadas e/ou com geração distribuída permite avaliar o efeito da intermitência destas fontes na geração de harmônicos. Assim, além do estudo de máxima hospedagem de geração distribuída que leva em conta apenas a capacidade física do sistema, a técnica aqui apresentada pode ser útil no planejamento de redes ativas e no entendimento de fenômenos operativos associados a estes sistemas.

A saída da DTWT é apresentada através de coeficientes, onde cada um possui uma largura de banda. Os coeficientes que correspondem as mais altas frequências apresentaram uma amplitude próxima de zero quando o sistema se encontrava em condições normais de operação e apresentaram variações bruscas nos momentos de entrada e saída de contingências.

Os coeficientes que correspondem a altas e baixa frequências, mostravam um comportamento diferente diante de cada contingência. Quando foi aplicado um sag ou um curto sólido em apenas uma fase, os coeficientes desta fase apresentaram uma redução na amplitude e os coeficientes das fases sadias apresentaram uma maior amplitude. No caso do curto bifásico, os coeficientes das fases afetadas apresentaram um comportamento idêntico neste intervalo e no caso do curto trifásico os coeficientes das três fases ficaram iguais neste intervalo. No caso da abertura de chave trifásica, um dos coeficientes de baixa frequência teve sua amplitude reduzida drasticamente no momento em que a chave abriu.

Desta forma, os coeficientes que correspondem a altas frequências podem ser usados para identificar o instante de entrada e saída de contingências, os que correspondem a médias frequências podem ser usados para identificar o tipo de contingência presente na rede e os que correspondem a baixas frequências podem ser usados para identificar a entrada e saída de cargas.

Com exceção do cenário que o curto trifásico foi aplicado à rede, a geração de potência ativa da rede apresentou uma rápida recuperação ao seu valor nominal após a remoção da contingência. Para a potência reativa foi necessário um tempo maior para recuperação.

O monitoramento e diagnóstico da THD apresentaram eficiência em todos os cenários.

A segunda metodologia de análise foi voltada a analisar os harmônicos de maior ordem de um sinal. O sinal usado para este estudo foi a tensão trifásica de uma barra, que foi armazenada após a simulação de cada cenário. Para apresentar isso de uma forma mais simples, foram desenvolvidas três interfaces.

A primeira interface foi a mais simples, onde se pede que o operador escolha o sinal que se deseja analisar. No instante que o operador escolhe o sinal de interesse, o MATLAB executa um código que faz uma reamostragem do sinal, reduzindo a frequência de amostragem de 500 kHz para 15360 Hz. Esse sinal reamostrado passa por uma WPT de oito níveis e os coeficientes são reagrupados para obter o sinal decomposto da fundamental, do 2º até o 15º harmônico.

Na segunda interface é apresentado o sinal de tensão das três fases. No instante que o operador escolhe um intervalo de análise, a interface é atualizada automaticamente, mostrando os três maiores harmônicos de cada fase decomposto neste intervalo. A exemplo da anterior, esta interface também possui três botões, um que permite comparar a fundamental decomposta com o sinal original de cada fase, um para visualizar o espectro de frequência de cada fase e um para abrir uma terceira interface.

A terceira interface teve como proposta desenvolver uma forma de visualizar as grandezas tempo, frequência e amplitude em um único gráfico, permitindo que o operador possa escolher a resolução de tempo-frequência que deseja.

Esta segunda metodologia apresentou uma boa performance em todas as suas propostas, para todos os cenários simulados.

Portanto, a metodologia desenvolvida se mostrou adequada ao estudo proposto. Seu desenvolvimento em ambiente MATLAB/Simulink permite a reprodução acadêmica dos resultados, ao mesmo tempo em que a simplicidade do algoritmo aponta para a possibilidade de aplicação em sistemas reais.

Trabalhos Futuros

A metodologia apresentada aqui pode ser empregada em outras aplicações. Neste cenário, pode-se, por exemplo, considerar as seguintes aplicações:

- Diagnósticos mais detalhados das condições operativas da rede.
- Estudar efeitos de desligamento de fazendas eólicas de grande porte.
- Analisar, com auxílio da técnica de Simulação de Monte Carlo, os efeitos da intermitência de fontes de geração renováveis e diferentes níveis de carga.
- Analisar os efeitos de um período menor de falta, pois o mesmo pode se refletir na possibilidade do sistema, inicialmente instável para uma dada simulação, ser estável para outra.

Além disso, prevê-se a publicação de artigos em periódicos com os temas relacionados ao trabalho desenvolvido.

ARTIGOS PUBLICADOS

Ao longo do mestrado foram produzidos 5 artigos.

1. Rodrigues, Y. R.; **SOUZA, M. F. Z.**; ZAMBRONI DE SOUZA, ANTONIO CARLOS ; LOPES, I. L.. “Unbalanced Load Flow for Microgrids Considering Droop Method”. Power Engineering Society General Meeting, Boston, 2016.
2. **ZAMBRONI DE SOUZA, MATHEUS FERREIRA**; RIBEIRO, P. F. ; PEREIRA, M. L. ; SILVEIRA, P. M. . A MATLAB Tool to Study Harmonics Penetration in Grid Unbalanced Conditions. In: 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2016, Belo Horizonte.
3. RODRIGUES, Y. R. ; **SOUZA, M. F. Z.** ; SOUZA, A. C. Z. . Considerations on islanded microgrid frequency control capability within different generation configurations. In: 12th IEEE/IAS International Conference on INDUSTRY APPLICATIONS (INDUSCON), 2016, Curitiba.
4. RODRIGUES, Y. R.; **SOUZA, M. F. Z.** ; SOUZA, A. C. Z. . Influence of Load Types and Renewable Generation in Microgrids Load Margin. In: 6th International Conference on CLEAN ELECTRICAL POWER, 2017, Ligure.
5. **ZAMBRONI DE SOUZA, M. F.**; RIBEIRO, P. F.; BONATTO, B. D.; DUQUE, C. A. . Integrated Modeling, Simulation and Signal Processing for Power Quality Analysis in the Context of Smart Grids. In: XII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE), 2017, Curitiba.

REFERÊNCIAS

- [1] Luz para Todos. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp>. Acesso em: 12 abr. 2017.
- [2] N. Hatzargyriou, H. Asano, R. Iravani and C. Marnay, "Microgrids," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 78-94, July-Aug. 2007.
- [3] R. H. Lasseter, "MicroGrids," *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, 2002, pp. 305-308 vol.1.
- [4] A. Ravichandran, P. Malysz, S. Sirouspour and A. Emadi, "The critical role of microgrids in transition to a smarter grid: A technical review," *2013 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, Detroit, MI, 2013, pp. 1-7.
- [5] D. Q. Oliveira, A. C. Zambroni de Souza, A. B. Almeida, M. V. Santos, B. I. L. Lopes and D. Marujo, "Microgrid management in emergency scenarios for smart electrical energy usage," *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, 2015, pp. 1-6.
- [6] Lei Huang, Jian Xu, Yuanzhang Sun, Mangmang Chen and Hao Xu, "Voltage stability analysis and monitoring based on short circuit capacity," *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Auckland, 2012, pp. 1-5.
- [7] B. Hoff, P. Sharma and T. Østrem, "Thyristor based short circuit current injection in isolated grids," *2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Milwaukee, WI, 2016, pp. 1-6.
- [8] K. V. Parimala and K. C. R. Nisha, "FPGA based power quality monitoring using FFT method for single phase power metering," *2016 International Conference on Emerging Technological Trends (ICETT)*, Kollam, 2016, pp. 1-6.
- [9] A. B. Almeida, R. C. Leme, A. C. Z. de Souza, B. I. L. Lopes and V. O. Albuquerque, "Voltage stability reliability," *IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011)*, Edinburgh, 2011, pp. 1-6.
- [10] V. Calderaro, V. Lattarulo, A. Piccolo and P. Siano, "Optimal Switch Placement by Alliance Algorithm for Improving Microgrids Reliability," in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 8, no. 4, pp. 925-934, Nov. 2012.
- [11] R. Venkatraman and S. K. Khaitan, "Optimal reactive power allocation to minimize line and DG losses in a radial distribution system," *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, 2016, pp. 1-5.
- [12] D. Amorndechaphon, "High-efficiency PWM DC-AC inverter for small PV power generation system," *2016 International Conference on Cogeneration, Small Power Plants and District Energy (ICUE)*, Bangkok, 2016, pp. 1-6.
- [13] Ahmed, A. (1999) *Power Electronics for Technology*. PEARSON.

- [14] R. H. Eckstein, T. B. Lazzarin and I. Barbi, "Proposed power and control system for small scale wind turbines connected to the grid," *3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014)*, Naples, 2014, pp. 1-6.
- [15] A. Edrisian, A. Goudarzi, I. E. Davidson, A. Ahmadi and G. K. Venayagamoorthy, "Enhancing SCIG-based wind turbine generator performance through reactive power control," *2015 Clemson University Power Systems Conference (PSC)*, Clemson, SC, 2015, pp. 1-8.
- [16] D. Rimorov, I. Kamwa and G. Joós, "Coordinated design of active and reactive power modulation auxiliary loops of wind turbine generators for oscillation damping in power systems," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, 2015, pp. 1-5.
- [17] K. Belmokhtar and H. Ibrahim, "A new reactive power management strategy to enhance the behavior of the Wind Turbine Generator driven a DFIG under grid faults," *2015 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, London, ON, 2015, pp. 16-21.
- [18] T. Sarkar, A. K. Dan and S. Ghosh, "Effect of X/R ratio on low voltage distribution system connected with constant speed wind turbine," *2016 2nd International Conference on Control, Instrumentation, Energy & Communication (CIEC)*, Kolkata, 2016, pp. 417-421.
- [19] S. M. Alizadeh, C. Ozansoy and T. Alpcan, "The impact of X/R ratio on voltage stability in a distribution network penetrated by wind farms," *2016 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Brisbane, QLD, 2016, pp. 1-6.
- [20] A. C. Zambroni de Souza, M. Santos, M. Castilla, J. Miret, L. García de Vicuña and D. Marujo, "Voltage security in AC microgrids: a power flow-based approach considering droop-controlled inverters," in *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, no. 8, pp. 954-960, 11 2015.
- [21] Y. R. Rodrigues, M. F. Z. de Souza, A. C. Z. de Souza, B. I. L. Lopes and D. Q. Oliveira, "Unbalanced load flow for microgrids considering droop method," *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, 2016, pp. 1-5.
- [22] H. Moussa; A. Shahin; J. P. Martin; B. Nahid-Mobarakeh; S. Pierfederici; N. Nazih Moubayed, "Harmonic Power Sharing with Voltage Distortion Compensation of Droop controlled Islanded microgrids," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no.99, pp.1-1
- [23] S. Choi and A. P. S. Meliopoulos, "Effective Real-Time Operation and Protection Scheme of Microgrids Using Distributed Dynamic State Estimation," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 504-514, Feb. 2017.
- [24] Y. Levron, Y. Beck, L. Katzir and J. M. Guerrero, "Real-time reactive power distribution in microgrids by dynamic programming," in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 2, pp. 530-539, 1 26 2017.
- [25] S. Zarrabian, R. Belkacemi and A. A. Babalola, "Intelligent mitigation of blackout in real-time microgrids: Neural Network Approach," *2016 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, Urbana, IL, 2016, pp. 1-6.

- [26] I. D. Nicolae, P. M. Nicolae and I. D. Smărăndescu, "DWT analysis of high order harmonics influence over distorted regimes with fast variable loads," *2015 IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility (EMC)*, Dresden, 2015, pp. 144-149.
- [27] J. Barros, R. I. Diego and M. de Apraiz, "Applications of Wavelet Transform for Analysis of Harmonic Distortion in Power Systems: A Review," in *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 61, no. 10, pp. 2604-2611, Oct. 2012.
- [28] R. I. Diego and J. Barros, "A two-stage method for harmonic measurement using the wavelet-packet transform," *MELECON 2006 - 2006 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, Malaga, 2006, pp. 1083-1085.
- [29] R. I. Diego and J. Barros, "Global method for time-frequency analysis of harmonic distortion in power systems using the wavelet packet transform," *Electric Power Systems Research* 79, 2009, pp. 1226-1239.
- [30] J. Barros and R. I. Diego "Detection and Analysis of Time-Varying Harmonics in Power Systems Using Wavelets," *Proceedings of the 6th WSEAS/IASME International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines*, Tenerife, Spain, December 16-18, 2006.
- [31] S. E. Pandarakone, Y. Mizuno and H. Nakamura, "Frequency spectrum investigation and analytical diagnosis method for turn-to-turn short-circuit insulation failure in stator winding of low voltage induction motor," in *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 23, no. 6, pp. 3249-3255, Dec. 2016.
- [32] C. Liu, X. Wu, T. Yang and T. Liu, "Spectrum Sparseness: A New Method for Frequency Spectrum Analysis Applied to Equipment Condition Assessment," *2016 3rd International Conference on Information Science and Control Engineering (ICISCE)*, Beijing, 2016, pp. 1417-1419.
- [33] M. Caciotta, S. Giarnetti, F. Leccese and Z. Leonowicz, "Comparison between DFT, adaptive window DFT and EDFT for power quality frequency spectrum analysis," *2010 Modern Electric Power Systems*, Wroclaw, 2010, pp. 1-5.
- [34] Lessons Learned in Microgrids. Disponível em: <<http://www.microgridworldforum.com/pdf/stephen-schneider.pdf>>. Acesso em: 12 abr. 2017.
- [35] M. F. Z. Souza, "On rural microgrids design - a case study in Brazil," *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, Montevideo, 2015, pp. 160-164.
- [36] N. B. De Nadai, A. C. Z. de Souza, J. G. C. Costa, D. Marujo, F. M. Portelinha and D. Q. Oliveira, "A Monte Carlo simulation approach to determine critical buses in islanded microgrids," *5th IET International Conference on Renewable Power Generation (RPG) 2016*, London, 2016, pp. 1-6.
- [37] F. Portelinha, D. Q. Oliveira, A. C. Z. de Souza, P. F. Ribeiro, B. de Nadai and D. Marujo, "The impact of electric energy consumption from telecommunications systems on

isolated microgrids," *5th IET International Conference on Renewable Power Generation (RPG) 2016*, London, 2016, pp. 1-6.

[38] X. Liu, B. Wang and Y. Li, "A transmission-constrained stochastic unit commitment model with real-time pricing for high wind power integration," *2013 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Kowloon, 2013, pp. 1-6.

[39] R. Eskandarpour, H. Lotfi and A. Khodaei, "Optimal microgrid placement for enhancing power system resilience in response to weather events," *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, Denver, CO, 2016, pp. 1-6.

[40] Z. Bie; Y. Lin; G. Li; F. Li, "Battling the Extreme: A Study on the Power System Resilience," in *Proceedings of the IEEE* , vol.PP, no.99, pp.1-14

[41] M. Panteli; P. Mancarella; D. Trakas; E. Kyriakides; N. Hatziargyriou, "Metrics and Quantification of Operational and Infrastructure Resilience in Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems* , vol.PP, no.99, pp.1-1

[42] M. Panteli; C. Pickering; S. Wilkinson; R. Dawson; P. Mancarella, "Power System Resilience to Extreme Weather: Fragility Modelling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures," in *IEEE Transactions on Power Systems* , vol.PP, no.99, pp.1-1

[43] N. S. Wade, P. C. Taylor, P. D. Lang and P. R. Jones "Evaluating the Benefits of an Electrical Energy Storage System in a Future Smart Grid," *Energy Policy*, vol. 38, issue 11, pp. 7180-7188, July 2010.

[44] A. Oudalov, D. Chartouni, C. Ohler and G. Linhofer, "Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems," *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, Atlanta, GA, 2006, pp. 2206-2211.

[45] D. Kottick, M. Blau and D. Edelstein, "Battery energy storage for frequency regulation in an island power system," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 8, no. 3, pp. 455-459, Sep 1993.

[46] D. Q. Oliveira, P. B. L. Neto, O. Saavedra, L. F. N. Delboni and B. I. L. Lima, "The impacts of plug-in hybrid electric vehicles and renewable power penetration into distribution systems," *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, Montevideo, 2012, pp. 1-5.

[47] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna and M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158-172, Jan. 2011.

[48] NADAI, B. *Uma proposta de metodologia de corte de carga em microrredes ilhadas*. 2016. 105 f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UNIFEI, Itajubá. 2015.

[49] Microgrid's Advantages For Utility Company | Zhang's Research Group. Disponível em: <<https://ziang.binghamton.edu/node/34>>. Acesso em: 13 abr. 2017.

- [50] Disponível em: <<http://www.districtenergy.org/assets/pdfs/White-Papers/Energy-Efficient-Microgrid-Solar-Turbines-Microgrid-Knowledge-12-29-14.pdf>>. Acesso em: 13 abr. 2017.
- [51] Momoh, J. (2012) *SMART GRID. Fundamentals of Design and Analysis*. WILEY.
- [52] F. Abusief, R. Caldon and F. Bignucolo, "Remote islanded distribution networks supplied by BESS integrated PV generation units," *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Florence, 2016, pp. 1-6.
- [53] M. M. A. Abdelaziz, H. E. Farag, E. F. El-Saadany and Y. A. R. I. Mohamed, "A Novel and Generalized Three-Phase Power Flow Algorithm for Islanded Microgrids Using a Newton Trust Region Method," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 190-201, Feb. 2013.
- [54] M. S. Golsorkhi and D. D. C. Lu, "A decentralized power flow control method for islanded microgrids using V-I droop," *2014 22nd Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, Tehran, 2014, pp. 604-609.
- [55] F. Abusief, R. Caldon and F. Bignucolo, "Remote islanded distribution networks supplied by BESS integrated PV generation units," *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Florence, 2016, pp. 1-6.
- [56] M. de Andrade Vogt, R. V. de Oliveira and G. G. Dranka, "Control strategy for frequency regulation in islanded distribution systems with synchronous distributed generators," *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, National Harbor, MD, 2014, pp. 1-5.
- [57] S. Nourollah, A. Pirayesh and F. Aminifar, "Combinational scheme for voltage and frequency recovery in an islanded distribution system," in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 12, pp. 2899-2906, 9 2 2016.
- [58] M. Z. El-Sharafy and H. E. Farag, "Automatic restoration in distribution systems considering DG transfer and islanded microgrids," *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Ottawa, ON, 2016, pp. 1-6.
- [59] M. F. Zambroni de Souza, M. L. Pereira, P. M. Silveira and P. Ribeiro, "A MATLAB tool to study harmonics penetration in grid unbalanced conditions," *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Belo Horizonte, 2016, pp. 715-720.
- [60] J. Balcells, M. Lamich, E. Griful and M. Corbalan, "Influence of data resolution in nonlinear loads model for harmonics prediction," *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Florence, 2016, pp. 6560-6565.
- [61] M. Sakui, H. Fujita and M. Shioya, "A method for calculating harmonic currents of a three-phase bridge uncontrolled rectifier with DC filter," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 36, no. 3, pp. 434-440, Aug 1989.
- [62] N. Farokhnia, S. H. Fathi, H. Vadizadeh and H. Toodeji, "Comparison between approximate and accurate calculation of line voltage THD in multilevel inverters with unequal

DC sources," *2010 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, Taichung, 2010, pp. 1034-1039.

[63] PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica - ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 20 abr. 2017.

[64] P. W. Choudhary, S. S. Jadhao, R. K. Mankar and S. R. Parasakar, "Classification of faults in power system using signal processing approach," *2016 International Conference on Computing Communication Control and automation (ICCUBEA)*, Pune, India, 2016, pp. 1-5.

[65] D. Purcaru and I. Purcaru, "Signal processing and generating unit for power system simulator," *2016 20th International Conference on System Theory, Control and Computing (ICSTCC)*, Sinaia, 2016, pp. 766-770.

[66] V. B. Prokhorova and Y. A. Sychev, "The control system on the base of signal processing for power quality improvement in electrotechnical complexes of alternative and renewable power sources," *2016 XV International Symposium Problems of Redundancy in Information and Control Systems (REDUNDANCY)*, St. Petersburg, 2016, pp. 119-124.

[67] T. C. O. Carvalho, C. A. Duque, P. M. Silveira and P. F. Ribeiro, "Considerations on signal processing for power systems in the context of Smart Grids," *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, BC, 2013, pp. 1-5.

[68] Ribeiro, P. F.; Augusto, C. A.; Silveira, P. M. and Cerqueira, A. S. (2014) *Power Systems Signal Processing for Smart Grids*. WILEY.

[69] O. O. Anoh *et al.*, "Comparison of orthogonal and biorthogonal wavelets for multicarrier systems," *2013 8th IEEE Design and Test Symposium*, Marrakesh, 2013, pp. 1-4.

[70] Misisti, M.; Misiti, Y.; Oppenhei, G.; Poggi, J. M. (2005) *Wavelet Toolbox*. The Mathworks.

[71] Advanced Concepts (Wavelet Toolbox). Disponível em: <http://www.ece.northwestern.edu/local-apps/matlabhelp/toolbox/wavelet/ch06_a26.html>. Acesso em: 17 abr. 2017.

[72] Y. Xue, L. Chang and J. Meng, "Dispatchable Distributed Generation Network - A New Concept to Advance DG Technologies," *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, 2007, pp. 1-5.

[73] A. Hooshmand, B. Asghari and R. Sharma, "Efficiency-driven control of dispatchable sources and storage units in hybrid energy systems," *2014 American Control Conference*, Portland, OR, 2014, pp. 1686-1691.

[74] S. Gholami; M. Aldeen; S. Saha, "Control Strategy for Dispatchable Distributed Energy Resources in Islanded Microgrids," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1.

[75] ACKERMAN, T. *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons, Estocolmo, Suécia, 2005. 745p. ISBN 0-470-85508-8.

- [76] OLIVEIRA, D. Q. *Sistema de gerenciamento de energia para operação resiliente de microrredes em modo ilhado*. 2015. 119f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – UNIFEI, Itajubá. 2015.
- [77] ALMEIDA, A. B. *Um Modelo Unificado para Análise de Geração Distribuída nos Sistemas de Transmissão e Distribuição*. 2015. 119f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – UNIFEI, Itajubá. 2015.
- [78] H. Liang, J. Su and S. Liu, "Reliability evaluation of distribution system containing microgrid," *CICED 2010 Proceedings*, Nanjing, 2010, pp. 1-7.
- [79] E. Muljadi, Y. C. Zhang, V. Gevorgian and D. Kosterev, "Understanding dynamic model validation of a wind turbine generator and a wind power plant," *2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Milwaukee, WI, 2016, pp. 1-5.
- [80] Zitao Wang and Liuchen Chang, "PWM AC/DC boost converter system for induction generator in variable-speed wind turbines," *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2005.*, Saskatoon, Sask., 2005, pp. 591-594. itao Wang and Liuchen Chang, "PWM AC/DC boost converter system for induction generator in variable-speed wind turbines," *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2005.*, Saskatoon, Sask., 2005, pp. 591-594.
- [81] Yang Ye, M. Kazerani and V. H. Quintana, "Modeling, control and implementation of three-phase PWM converters," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 18, no. 3, pp. 857-864, May 2003.
- [82] Sangshin Kwak and H. A. Toliyat, "Design and rating comparisons of PWM voltage source rectifiers and active power filters for AC drives with unity power factor," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, no. 5, pp. 1133-1142, Sept. 2005.
- [83] Stevenson Jr., W. D. (1986) *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*. MCGRAW-HILL.
- [84] Sooraj Narayan K and A. Kumar, "Distribution system nodal pricing analysis with realistic ZIP load and variable wind power source," *2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, New Delhi, 2015, pp. 1-6.
- [85] K. Hatipoglu and I. Fidan, "MATLAB based GUI to investigate effect of voltage changes on static ZIP load model in a microgrid," *IEEE SOUTHEASTCON 2014*, Lexington, KY, 2014, pp. 1-5.
- [86] Dugan, R. Distribution Test Feeders - Distribution Test Feeder Working Group - IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee. Disponível em: <<https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>>. Acesso em: 24 abr. 2017.
- [87] Wind Farm - Synchronous Generator and Full Scale Converter (Type 4) Detailed Model - MATLAB & Simulink Example - MathWorks United Kingdom. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/wind-farm-synchronous-generator-and-full-scale-converter-type-4-detailed-model.html>>. Acesso em: 25 abr. 2017.