



Universidade Federal de Juiz de Fora
Engenharia Elétrica
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

Mateus Mostaro de Oliveira

APLICAÇÕES DE ESTIMAÇÃO DE IMPEDÂNCIA POR MÉTODO ATIVO EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação de Mestrado

Juiz de Fora
2019

Mateus Mostaro de Oliveira

Aplicações de estimação de impedância por método ativo em redes de distribuição

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas Eletrônicos, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Carlos Augusto Duque, D.Sc.

Juiz de Fora
2019

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Mostaro de Oliveira, Mateus.

Aplicações de estimação de impedância por método ativo em redes de distribuição / Mateus Mostaro de Oliveira. -- 2019.
136 f.

Orientador: Carlos Augusto Duque

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.

1. Qualidade de Energia Elétrica. 2. Contribuição Harmônica. 3. Geração distribuída. 4. Ilhamento. 5. Estimação de Impedância. I. Augusto Duque, Carlos, orient. II. Título.

Mateus Mostaro de Oliveira

Aplicações de estimação de impedância por método ativo em redes de distribuição

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas Eletrônicos, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Aprovada em 10 de Setembro de 2019.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Carlos Augusto Duque, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof^a. Janaína Gonçalves de Oliveira, Ph.D.
Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof. Mário Oleskovicz, D.Sc.
Universidade de São Paulo, USP - São Carlos

Dedico este trabalho à minha família e amigos.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Carlos Augusto Duque, D.Sc.pela orientação, ensinamentos, amizade, atenção e paciência durante todo o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço aos meus pais, Maria Cristina Mostaro de Oliveira e Sebastião Eduardo Arantes de Oliveira que sempre me apoiaram nas minhas decisões. Agradeço pelo esforço que fizeram, sempre priorizaram a minha educação. Se hoje onde estou graças a ajuda de vocês.

Aos companheiros do laboratório LAPTEL, que me ajudaram nas pesquisas. Agradeço a todos ainda pelos ensinamentos e pela amizade.

Agradeço os colegas de mestrado pelas horas de estudo e trabalho feitos, aprendi muito com eles durante a trajetória acadêmica e espero levar essas amizades para o resto de minha vida.

Agradeço aos meus tios e tias que sempre estiveram presentes nas horas certas, me apoiaram, aconselhando e corrigindo quando necessário, em especial a Tia Maranice Mostaro.

Ao CNPq, CAPES, FAPEMIG, à Universidade Federal de Juiz de Fora e à Faculdade de Engenharia pelo suporte financeiro e por prover as ferramentas necessárias para o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço aos conhecimentos obtidos durante a participação no projeto de pesquisa "Estudo de Metodologias para a Conexão de Usina Eólicas de Indústrias Offshore de Grande e Pequeno Porte - Aspectos Elétricos e Energéticos" em parceria com a Petrobrás.

A vida é igual andar de bicicleta. Para manter o equilíbrio é preciso se manter em movimento.

Albert Einstein, Físico teórico

RESUMO

Atualmente, o uso de cargas não lineares e equipamentos baseados em eletrônica de potência nas instalações residenciais, comerciais e industriais estão contribuindo para o aumento significativo de distorções harmônicas nos sinais elétricos. O aumento contínuo dos níveis de distorção harmônica nas redes elétricas de distribuição tem causado preocupação tanto nas concessionárias, quanto nos clientes do sistema, pois a presença dessas fontes de harmônicas pode resultar na redução da eficiência da geração, transmissão e utilização da energia elétrica. Diante deste cenário, o presente trabalho apresenta um método quantitativo invasivo utilizando a impedância harmônica da rede para determinar a responsabilidade pela emissão da distorção harmônica, em um determinado ponto do sistema elétrico. Outro ponto importante em redes de distribuição é a geração distribuída, que é considerada uma alternativa para resolver os problemas de energia e meio ambiente. Uma rede com vários geradores distribuídos conectados pode melhorar a eficiência energética e reduzir os impactos negativos na rede elétrica. Um problema que surge é quando o fornecimento de energia principal é desconectado do sistema, diz-se então que ocorreu um ilhamento. O ilhamento em sistemas elétricos contendo geração distribuída ocorre quando parte da rede elétrica torna-se eletricamente isolada da concessionária e o subsistema isolado continua a ser energizado por geradores distribuídos. É importante detectar essa condição, que pode, por exemplo, levar a problemas como alteração da qualidade de energia elétrica e religamento automático fora de sincronismo, causando danos irreversíveis aos equipamentos da rede elétrica. Assim uma outra finalidade deste trabalho é identificar o ilhamento pela variação da impedância do sistema, para isso desenvolveu-se um método ativo que injeta pequenos sinais na saída do gerador distribuído para estimar a impedância do sistema. Para testar os métodos propostos foram utilizadas diferentes plataformas, nestas foram realizados diversos casos que mostraram a acurácia dos resultados encontrados.

Palavras-chave: Qualidade de Energia Elétrica, Contribuição Harmônica, Geração distribuída, Ilhamento, Estimção de Impedância.

ABSTRACT

Currently, the use of nonlinear loads and power electronics-based equipment in residential, commercial and industrial installations is contributing to the significant increase in harmonic distortion in electrical signals. The continuous increase in the levels of harmonic distortion in distribution grids has caused concern in both utilities and system customers, as the presence of harmonic sources may result in reduced efficiency of generation, transmission and utilization of electricity. Given this scenario, the present work presents an invasive quantitative method using the harmonic impedance of the network to determine the responsibility for the emission of harmonic distortion at a given point of the electrical system. Another important point in distribution networks is distributed generation, which is considered an alternative to solve energy and environmental problems. A grid with multiple connected distributed generators can improve energy efficiency and mitigate impacts on the grid. A problem that arises is when the main power supply is disconnected from the system, then an islanding is said to have occurred. Islanding in electrical systems containing distributed generation occurs when part of the utility grid becomes electrically isolated from the utility and the isolated subsystem continues to be powered by distributed generators. It is important to detect this condition, which can, for example, lead to problems such as power quality changes and out-of-sync automatic reclosing, causing irreversible damage to utility equipment. Thus another purpose of this work is to identify the islanding by the variation of the system impedance, for this an active method was developed that injects small signals in the distributed generator output to estimate the system impedance. To test the proposed methods different platforms were used, in these several cases were performed that showed the accuracy of the results found.

Keywords: Power Quality, Harmonic Contribution, Distributed Generation, Islanding, Impedance Estimation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	Diagrama esquemático dos métodos de identificação de responsabilidade pela contribuição harmônica.	28
Figura 2	Sistema elétrico para análise de responsabilidade de distorção harmônica.	29
Figura 3	Circuito equivalente de Norton para uma dada ordem harmônica h	29
Figura 4	Circuito equivalente de Norton para uma dada ordem harmônica h considerando: (a) contribuição da concessionária (b) contribuição do consumidor.	30
Figura 5	Decomposição da tensão no PAC em dois escalares obtidos das projeções.	31
Figura 6	Ilhamento em um sistema elétrico com geração distribuída.	38
Figura 7	Sistema de Distribuição.	39
Figura 8	Zona de não detecção do ilhamento.	40
Figura 9	Diagrama esquemático dos métodos de detecção de ilhamento.	40
Figura 10	Diagrama esquemático simplificado do ROCOF.	44
Figura 11	Curvas do SGM para diferentes valores de k	54
Figura 12	Injeção de sinais na rede utilizando fonte de corrente.	55
Figura 13	Injeção de sinais na rede utilizando fonte de tensão.	55
Figura 14	Sequência de sinais da SGM.	56
Figura 15	Representação da estrutura de filtros SWRDFT e SWRDFT Modificada.	57
Figura 16	Estrutura da SWRDFT.	58
Figura 17	Aplicação do sinal de distúrbio com a função cosseno de modulação em diferentes frequências.	60
Figura 18	Ilustração do instante de injeção do SGM e do intervalo dos sinais de Y_c da corrente e tensão.	61

Figura 19	Representação da estrutura RMSR.	62
Figura 20	Representação da estrutura RMSR.	63
Figura 21	Representação da estrutura RMSR.	63
Figura 22	Esquema equivalente para a definição do nível de emissão harmônica individual no PAC.	65
Figura 23	Representação típica da curva de tensão harmônica pela corrente harmônica no PAC, com a inclinação das impedâncias harmônicas da concessionária e do consumidor.	66
Figura 24	Diagrama do sistema IEEE 15 barras.	68
Figura 25	Impedâncias harmônicas estimadas do IEEE 15 barras com 300 pontos por ciclo: (a) Impedância da carga (b) Impedância da fonte.	70
Figura 26	Impedâncias harmônicas estimadas do IEEE 15 barras com 3000 pontos por ciclo: (a) Impedância da carga (b) Impedância da fonte.	70
Figura 27	Relação entre tensão e corrente do 5º harmônico.	71
Figura 28	Relação entre tensão e corrente do 5º harmônico.	72
Figura 29	Relação entre tensão e corrente do 5º harmônico.	73
Figura 30	Fluxograma da metodologia proposta para detecção de ilhamento. .	75
Figura 31	Sistema Abordado.	75
Figura 32	Topologia do conversor CC-CA de interface.	76
Figura 33	Diagrama de blocos do controle.	77
Figura 34	Configuração da simulação em HIL.	80
Figura 35	Circuito utilizado para estimar a impedância.	81
Figura 36	Circuito utilizado para estimar a impedância.	82
Figura 37	Forma de onda da tensão e corrente com o distúrbio provocado pela injeção do sinal do SGM no sistema.	83
Figura 38	Resultados da (a) amplitude e (b) fase da impedância do circuito montado em bancada.	84
Figura 39	Erros relativos da (a) amplitude e (b) fase da impedância do circuito montado em bancada.	85
Figura 40	Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.	86

Figura 41	Impedâncias harmônicas estimadas do IEEE 15 barras com bancos de capacitores (a) Impedância do consumidor (b) Impedância da concessionária.	87
Figura 42	Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.	87
Figura 43	Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.	88
Figura 44	Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.	89
Figura 45	Comparação entre as impedâncias estimadas (a) Impedância da concessionária e (b) Impedância do consumidor.	91
Figura 46	Erro relativo entre as impedâncias estimadas (a) Impedância da concessionária (b) Impedância do consumidor.	92
Figura 47	Comparação entre as impedâncias estimadas (a) Impedância da concessionária (b) Impedância do consumidor.	93
Figura 48	Erro relativo entre as impedâncias estimadas (a) Impedância da concessionária (b) Impedância do consumidor.	94
Figura 49	Montagem em bancada do OMICRON para resultados experimentais de avaliação de contribuição harmônica.	95
Figura 50	Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.	96
Figura 51	Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.	97
Figura 52	Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.	98
Figura 53	Impedâncias harmônicas medidas no SIMULINK.	99
Figura 54	Impedâncias harmônicas estimadas do 1º ao 3º harmônico.	100
Figura 55	Impedâncias harmônicas estimadas do 1º ao 3º harmônico.	102
Figura 56	Diagrama unifilar do circuito com dois inversores chaveados.	103
Figura 57	Impedância estimada com somente o inversor 1 injetando o distúrbio.	104
Figura 58	Diagrama esquemático simplificado do ROCOF.	107
Figura 59	Taxa de falso alarme na detecção de ilhamento em relação ao número de ciclos da janela do ROCOF.	108
Figura 60	Taxa de detecção de ilhamento em relação ao tamanho da janela de filtro do ROCOF.	109
Figura 61	Real Time Digital Simulator (RTDS).	126

Figura 62	Digital Signal Processing and Control Engineering (dSPACE).	127
Figura 63	Placa de entrada e saída analógicos no RTDS. Fonte: adaptado do manual do fabricante.	128
Figura 64	Placa de entrada e saída de sinais no dSPACE. Fonte: adaptado do manual do fabricante.	128
Figura 65	Diagrama de blocos do SRF-PLL.	131
Figura 66	Regulador de potência.	133
Figura 67	Diagrama de blocos do regulador de corrente.	134
Figura 68	Diagrama de blocos simplificado do controle de corrente.	135

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Limites de distorção harmônica na tensão	48
Tabela 2	Limites de harmônicos individuais em sistema de baixa tensão	48
Tabela 3	Valores de Referência Globais das Distorções Harmônica Totais (em Porcentagem da Tensão Fundamental)	49
Tabela 4	Níveis de Referência Para Distorções Harmônicas Individuais de Tensão (em Porcentagem da Tensão Fundamental)	50
Tabela 5	Característica das linhas do IEEE 15 barras	68
Tabela 6	Característica das cargas do IEEE 15 barras	69
Tabela 7	Comparação dos resultados encontrados para valores de distorção harmônica	92
Tabela 8	Comparação dos resultados encontrados para valores de distorção harmônica	95
Tabela 9	Característica das impedâncias medidas pelo <i>Agilent</i> E4980A	96
Tabela 10	Valores esperados de impedância em operação normal e ilhada	100
Tabela 11	Impedância harmônicas calculadas pelo método proposto e o erro relativo do cálculo	101
Tabela 12	Impedâncias Harmônicas Médias e os Erros Relativos	102
Tabela 13	Diferentes casos de potência entregue por cada conversor	104
Tabela 14	Valores médios de impedância estimados pelo conversor 1 e seus erros relativos.	105
Tabela 15	Valores esperados de impedância em operação normal e ilhada	106
Tabela 16	Impedâncias estimadas na situação de ilhamento e os erros relativos	106
Tabela 17	Limites individuais para os indicadores de flutuação de tensão	124
Tabela 18	Fatores de transferência (FT)	124

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AFD *Active Frequency Drift*

DAMICORE *Data Mining of Code Repositories*

DFT Transformada Discreta de Fourier (do inglês, *Discrete Fourier Transform*)

DHI_v Taxa de Distorção Harmônica Individual de Tensão

DHT_v Taxa de Distorção Harmônica Total de Tensão

GD Geração Distribuída

HIL *Hardware in the Loop*

IGBT Transistores Bipolares com Gatilho Isolado (do inglês, *insulated Gate Bipolar Transistor*)

PAC Ponto de Acoplamento Comum

PLL Phase Locked Loop

Plt *Probability Long Term*

Pst *Probability Short Term*

PWM Modulação de Largura de Pulso (do inglês, *Pulse Width Modulation*)

QEE Qualidade de Energia Elétrica

RMS Raiz Média Quadrática (do inglês, *Root Mean Square*)

RMSR Razão da Raiz Média Quadrática (do inglês, *Root Mean Square Ratio*)

ROCOF Taxa de Variação de Frequência (do inglês, *Rate of Change of Frequency*)

ROCOOP Taxa de variação da potência de saída

SEP Sistemas Elétricos de Potência

SFS *Sandia Frequency Shift*

SMD *Slip Mode Frequency Shift*

SPWM Modulação por Largura de Pulso Senoidal (do inglês, *Sinusoidal Pulse Width Modulation*)

SRF-PLL do inglês, *Synchronous Reference Frame*

SWRDFT Transformada Discreta de Fourier de Janela Deslizante (do inglês, *Sliding Window Recursive Discrete Fourier Transform*)

THD Distorção Harmônica Total (do inglês, *Total Harmonic Distortion*)

TWD Transformada Wavelet Discreta

VSC Voltage Source Converter

SUMÁRIO

1	Introdução	21
1.1	Identificação do Problema	21
1.2	Motivação	24
1.3	Objetivos	24
1.4	Estrutura da Monografia	25
1.5	Produção Bibliográfica	25
2	Fundamentos Teóricos	27
2.1	Revisão das técnicas de detecção de responsabilidade de contribuição harmônica	27
2.1.1	Métodos Quantitativos	28
2.1.1.1	Métodos Invasivos	32
2.1.1.2	Métodos Não Invasivos	34
2.1.2	Métodos Qualitativos	36
2.2	Revisão das técnicas de detecção de ilhamento	38
2.2.1	Técnicas Remotas	40
2.2.2	Técnicas Locais	42
2.2.2.1	Técnicas Passivas	42
2.2.2.2	Técnicas Ativas	44
2.2.2.3	Técnicas Híbridas	46
2.3	Normas Sobre Distorção Harmônica	47
2.3.1	Norma IEEE Std. 519-2014	47
2.3.2	Norma IEC 61000-2-2	48

2.3.3	Procedimento de Rede - Submódulo 2.8	49
2.4	Normas Aplicáveis de Ilhamento	49
2.5	Conclusões Parciais	51
3	Metodologia Para avaliação de contribuição harmônica e detecção de ilhamento	52
3.1	Sinal da Gaussiana Modulada (SGM)	52
3.2	Injeção do SGM na Rede	54
3.3	Obtenção da Impedância harmônica	57
3.4	Sliding Window Recursive Discrete Fourier Transform (SWRDFT)	57
3.5	Filtro SWRDFT Modificado	59
3.6	Os Sinais Injetados e as Funções de Modulação	59
3.7	Root Mean Square Ratio (RMSR)	61
3.8	Flutuação de Tensão (<i>Flicker</i>)	64
3.9	Metodologia Proposta para Avaliação de Contribuição Harmônica	64
3.9.1	Caso 1: A Concessionária do Sistema é a Responsável pela Distorção Harmônica	66
3.9.2	Caso 2: O Consumidor do Sistema é o Responsável pela Distorção Harmônica	66
3.9.3	Caso 3: Ambos os Lados do Sistema são Responsáveis pela Distorção Harmônica	67
3.9.4	Concessionária Está Gerando Harmônicos no PAC	71
3.9.5	Consumidor Está Gerando Harmônicos no PAC	72
3.9.6	Os Dois Lados Estão Gerando Harmônicos no PAC	72
3.10	Metodologia Proposta para Detecção de Ilhamento	73
3.11	Modelo do Sistema Elétrico para Detecção de Ilhamento	74
3.11.1	Considerações Sobre o Inversor e a Rede	74
3.11.2	Dimensionamento do Filtro RL do Inversor	77

3.11.3	Considerações Sobre o Controlador	77
3.12	Carga RLC	78
3.13	Simulação em Hardware in the Loop	78
3.14	Conclusões Parciais	80
4	Resultados	81
4.1	Validação da Técnica de Estimação de Impedância	81
4.2	Resultados Simulados da Avaliação da Contribuição Harmônica Para um Caso Dinâmico	84
4.2.1	Caso 1 - Consumidor Está Gerando Harmônicos no PAC	85
4.2.2	Caso 2 - Bancos de Capacitores são Adicionados no Sistema	86
4.2.3	Caso 3 - A geração de Harmônicos na Barra 15 é Reduzida	88
4.2.4	Caso 4 - A Concessionária do Sistema Passa a Gerar Harmônicos	89
4.3	Comparação dos Resultados com o Software Harmzs	90
4.3.1	Caso 1 - IEEE 15 Barras Sem a Presença do Banco de Capacitores	90
4.3.2	Caso 2 - IEEE 15 Barras Com a Presença do Banco de Capacitores	93
4.4	Resultados Experimentais da Avaliação de Contribuição Harmônica	95
4.4.1	Concessionária Está Gerando Harmônicos no PAC	96
4.4.2	Consumidor Está Gerando Harmônicos no PAC	97
4.4.3	Os dois Lados Estão Gerando Harmônicos no PAC	98
4.5	Resultado da Detecção de Ilhamento com o Modelo Médio do Inversor	99
4.6	Resultados Com o Inversor Chaveado	101
4.7	Resultados Com Dois Inversores Chaveados	103
4.8	Comparação Com o Método do ROCOF	107
4.9	Conclusões Parciais	108
5	Conclusões Finais	111

5.1	Conclusões	111
5.2	Trabalhos Futuros	113
	Referências	114
	Apêndice A – Norma IEC 61000-4-15 - <i>Flickermeter Functional and Design Specifications</i>	122
	Apêndice B – Detalhes sobre a simulação em HIL	125
B.1	Descrição dos Equipamentos Utilizados para Simulação de Detecção de Ilhamento	125
B.1.1	Real Time Digital Simulator (RTDS)	125
B.1.2	Digital Signal Processing and Control Engineering (dSPACE)	126
B.1.3	Comunicação Entre RTDS e DSPACE	127
	Apêndice C – Descrição do Sistema de Controle para Simulação da Detecção de Ilhamento	130

1 INTRODUÇÃO

A seguir será apresentado o cenário elétrico com a inserção dos geradores distribuídos seguido da identificação de dois problemas que essa inserção pode ocasionar. Esses problemas são chamados de distorção harmônica e ilhamento e será explicado com mais detalhes no decorrer do texto.

A motivação de pesquisar esses assuntos, bem como os objetivos do trabalho, também serão apresentados.

1.1 IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA

Desde as primeiras instalações elétricas realizadas no final no século XIX, o consumo de energia elétrica vem gradativamente aumentando no mundo. Atualmente, o desenvolvimento das principais economias no mundo está diretamente atrelado ao próprio setor elétrico desta, dado que a energia elétrica é um insumo básico para produção de maiores bens e serviços no contexto mundial. Além disso, as proporções tomadas pelos sistemas de energia elétrica são grandes o suficiente para que se possa dizer que o próprio bem estar dos cidadãos está atualmente atrelado à disponibilidade de energia elétrica. Sendo assim, os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) recebem destaques não somente nos centros de operação, mas também são alvos de políticas nacionais e internacionais, o que torna imprescindível a associação de um alto grau de inovação a este setor para o desenvolvimento nacional e mundial (FILHO & AZEVEDO, 2016).

Historicamente, a revolução industrial gerou uma mudança no uso da energia, impactando o preço de mercado. Outra mudança de paradigma ocorreu em 1973, quando da crise do petróleo que gerou uma necessidade de rever o mercado energético mundial. Não distante, nos anos 2000, com o aumento no preço do óleo e do gás natural, outras fontes passaram a ser consideradas no planejamento estratégico. Diferentes vetores energéticos passaram a ser maximizados para geração de energia (FILHO & AZEVEDO, 2016; SALIM, 2011).

A maneira organizacional adotada pelo sistema elétrico, e obedecida ao longo de sua história, consiste em grandes centrais de geração e uma extensa rede de linhas de transmissão e distribuição, conhecida como geração centralizada de energia. Quando a demanda de energia aumenta, a resposta é um aumento da geração, porém quando a demanda excede os limites da capacidade do sistema, a solução adotada é sempre a construção de novas unidades de geração, e por derivação o aumento do transporte e distribuição dessa maior energia comercializada. O questionamento quanto a essa forma de planejar a expansão da oferta de eletricidade do setor elétrico, aliada a introdução no mercado de novas tecnologias que reduzem significativamente o custo da energia produzida, localizadas próximas dos centros de carga, traduz o conceito de Geração Distribuída (GD). A GD é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno e médio porte por concessionárias e consumidores em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e ou consumidores específicos (SALIM, 2011).

O conceito de Geração Distribuída tem incentivado os consumidores se tornarem *prosumers* (RATHNAYAKA et al., 2014), personagens de grande relevância no cenário das redes elétricas inteligentes (*Smart Grids*), definido como usuários que geram a sua própria energia e compartilham com a rede o excedente gerado, possuindo assim característica bidirecional quanto ao fluxo da energia (Gottwalt et al., 2017).

De modo geral, a inserção da GD nas redes elétricas inteligentes pode fomentar diversos benefícios à sociedade e ao sistema elétrico como um todo, tendo em vista que supre, de modo efetivo, o crescimento da demanda energética (FILHO & AZEVEDO, 2016). Desta forma, o consumidor torna-se mais independente das distribuidoras em relação às tarifas e à disponibilidade, contribuindo para o aumento da confiabilidade do sistema elétrico, para redução da sobrecarga e, conseqüentemente, para diminuição dos índices de falhas, uma vez que o sistema não estará sujeito a longas transmissões e distribuição de energia (HASHEMI; MOHAMMADI & KARGARIAN, 2017; FERREIRA et al., 2019; NETA et al., 2018).

Cabe ressaltar outras vantagens da geração distribuída, tais como a possibilidade de instalações em áreas urbanas, redução de impactos ambientais, implementação em áreas remotas, e o alcance de benefícios para rede com a compensação de reativo (TIEKO, 2017).

No entanto, a Geração Distribuída, pode acarretar em algumas dificuldades, uma vez que aumenta o número de regiões do sistema elétrico que não são controladas pelo operador de rede. Pode-se destacar problemas como, elevação da tensão de forma

imprópria, aumento no conteúdo harmônico injetado no sistema elétrico e ocorrência de ilhamentos não intencionais (TIEKO, 2017; HUNG; MITHULANANTHAN & BANSAL, 2013).

Uma das principais preocupações da Geração Distribuída é a geração de componentes harmônicas na rede elétrica (BLOCK et al., 2015). Os GD e juntamente outras cargas não lineares podem ser responsáveis pela inserção desses componentes harmônicos de frequência no SEP, com valores diferentes da componente fundamental (geralmente na frequência de 50 ou 60Hz). Esses componentes são denominados de harmônicos, se o valor de frequência for múltiplo inteiro do componente fundamental do sistema, sub-harmônicos, se o valor de frequência for menor que o valor do componente fundamental, e inter-harmônico, para frequências maiores e que não sejam harmônicos (MONTEIRO et al., 2018).

A presença desses componentes de frequência (harmônicos, sub-harmônicos e inter-harmônicos) na rede elétrica é um dos principais problemas relatados na Qualidade de Energia Elétrica (QEE), pois podem causar efeitos negativos como, falhas em equipamentos eletrônicos (ALMEIDA & KAGAN, 2011), perdas de energia (ZEBARDAST & MOKHTARI, 2017), causada pelo aquecimento nos cabos de alimentação, transformadores e em máquinas rotativas (indução e síncrona). Outro problema que os harmônicos podem provocar no SEP é o aumento de corrente e tensão devido a presença de ressonância. Nesses casos a corrente ou a tensão podem assumir valores altos, podendo causar danos à rede (MONTEIRO et al., 2018).

Outro problema que pode ocorrer na geração distribuída é causado quando a rede elétrica principal é desconectada sem a interrupção do fornecimento de energia pelo GD. Essa desconexão é chamada de ilhamento, o qual pode ser intencional ou não intencional. O propósito do ilhamento intencional é gerar uma "ilha" de energia durante os distúrbios do sistema, que são comumente introduzidos por causa das falhas. Entretanto, no Brasil, o GD deve detectar a desconexão da rede e interromper seu fornecimento de energia. O ilhamento não detectado é geralmente chamado de ilhamento não intencional ou voluntário. Ilhamentos não intencionais, acarretam em vários problemas de QEE, estabilidade de tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), estabilidade da frequência e segurança dos operadores de manutenção da linha (KHAMIS et al., 2013).

1.2 MOTIVAÇÃO

A fim de minimizar a distorção harmônica nos SEP várias abordagens são sugeridas para motivar as concessionárias e os consumidores a controlarem e reduzirem sua emissão, tendo como parâmetro a (IEEE..., 2014), que estabelece valores para limites harmônicos permitidos na rede. Como as cargas não lineares são distribuídas em todo o sistema de energia, portanto, em um ponto de medição, tanto a rede quanto o consumidor podem contribuir para a distorção harmônica. Dessa forma, o principal desafio para desenvolver uma técnica de redução da distorção harmônica é determinar o quanto de harmônico o consumidor e a concessionária estão fornecendo.

Neste contexto, se viu necessário desenvolver uma técnica capaz de analisar a responsabilidade pela geração de harmônicos em um ponto do sistema elétrico e quantificar o quanto o consumidor e a concessionária geram de contribuição harmônica.

Outra motivação deste trabalho é a detecção de ilhamentos não intencionais nos GD, que pode levar a vários problemas em termos de qualidade de energia. As normas que tratam sobre esse assunto especificam um atraso de no máximo 2 segundos para a detecção do ilhamento (IEEE, 2003). Assim sendo, descobrir soluções eficazes para resolver esse problema é necessário.

As pesquisas sobre detecção de ilhamento têm aumentado, a fim de garantir que o sistema seja operado de acordo com os requisitos padrões. A maioria das pesquisas para desenvolvimento de técnicas de proteção contra ilhamento ocorreram no início deste século, o que indica a relevância da pesquisa sobre esse assunto. Diante da importância deste tema, surgiu a necessidade de se desenvolver uma técnica capaz de detectar ilhamentos nas mais diversas condições, e atendendo às normas vigentes, impostas pelos órgãos regulamentadores.

1.3 OBJETIVOS

De acordo com o exposto acima e devido a crescente utilização de GD e cargas não lineares conectados as redes de distribuição, surge a necessidade do estudo e proposição de técnicas de análise de responsabilidade harmônica e detecção de ilhamento que sejam eficazes. Portanto o presente trabalho tem como objetivos:

- Apresentar um revisão sobre as principais técnicas de análise de responsabilidade harmônica e detecção de ilhamento presentes na literatura.

- Propor um método para analisar a responsabilidade harmônica pela geração harmônica e quantificar a geração de cada lado do sistema.
- Propor um método para detecção de ilhamentos não intencionais.
- Validar os métodos propostos a partir das recomendações de normas vigentes.
- Avaliar a QEE dos sinais elétricos no PAC do sistema e mostrar que a mesma não é degradada pelos métodos propostos.

1.4 ESTRUTURA DA MONOGRAFIA

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. O Capítulo 2 trata de uma revisão bibliográfica, onde são explicadas as características das técnicas de determinação de responsabilidade pela geração harmônica e detecção de ilhamento, bem como os diversos tipos de técnicas que existem.

O Capítulo 3 aborda a técnica de estimação de impedância utilizada nos métodos propostos: a técnica proposta para análise de responsabilidade harmônica; e a detecção de ilhamento

No Capítulo 4, tem-se os resultados de validação obtidos para as duas metodologias propostas. Para os resultados são utilizados sistemas elaborados no Simulink, no RTDS por meio da metodologia *hardware-in-the-loop* e resultados experimentais. Também se apresenta nesse capítulo um estudo para avaliar a influência dos métodos propostos na QEE .

Por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho e discutido alguns pontos importantes para a continuidade da pesquisa.

1.5 PRODUÇÃO BIBLIOGRÁFICA

Como resultado das pesquisas realizados durante esse período, os seguintes trabalhos foram publicados:

1. **M. M. de Oliveira**, H. L. M. Monteiro, A. H. S de Almeida, L. R. M. Silva, C. A. Duque, "Application of the impedance estimation method using small signal injection for harmonic contribution evaluation," 2019 13th Conferência Brasileira de Qualidade Energia Elétrica (CBQEE), São Caetano do Sul, 2019, pp. 1-6.

2. H. L. M. Monteiro, **M. M. de Oliveira**, R. R. S. de Oliveira, L. R. M. Silva, C. A. Duque and P. F. Ribeiro, "Harmonic impedance estimation in frequency deviation scenario,"2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Ljubljana, 2018, pp. 1-6.

O autor também contribui com os seguintes trabalhos que não estão incluídos na dissertação:

1. **M. M. de Oliveira**, L. R. M. Silva, C. A. Duque, L. M. de Andrade Filho and P. F. Ribeiro, "Implementation of an electrical signal compression system using sparce representation,"2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Ljubljana, 2018, pp. 1-5.
2. L. T. F. W. Silva, **M. M. Oliveira**,, P. G. Barbosa, P. M. Almeida and M. A. Tomim, "Modeling and digital simulation of a back-to-back converter to integrate a variable speed generator using the openmodelica platform,"2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE), Niteroi, 2018, pp. 1-6.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Neste capítulo serão mostrados conceitos importantes e necessários para o desenvolvimento deste trabalho, bem como os métodos encontrados na literatura de análise de responsabilidade de contribuição harmônica e detecção de ilhamento. São analisadas algumas técnicas utilizadas para estes fins, com o objetivo de comparar com as técnicas que serão abordadas.

2.1 REVISÃO DAS TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE RESPONSABILIDADE DE CONTRIBUIÇÃO HARMÔNICA

Nos últimos anos, a distorção harmônica é uma preocupação crescente nos sistemas de energia, devido ao aumento no número de dispositivos não-lineares conectados, tanto no lado da concessionária quanto no lado do consumidor. Esses dispositivos causam distorção, no sinal de tensão e corrente, em todo o sistema de potência, o que pode resultar em diversos problemas como, redução da eficiência da geração, transmissão, interferência e falha na operação de equipamentos eletrônicos (SAFARGHOLI; MALEKIAN & SCHUFFT, 2018a), (SAFARGHOLI; MALEKIAN & SCHUFFT, 2018b). Para evitar tais problemas, os níveis de distorção harmônica foram definidos em algumas normas, como IEC 61000-3-6 (61000-3-6, 1996).

A identificação de fontes harmônicas em um sistema elétrico sempre foi um aspecto importante na pesquisa de QEE, que além da localização inclui a determinação e análise da contribuição das fontes harmônicas (WANG et al., 2018), (PAPIČ et al., 2019). Para a identificação de fontes harmônicas, uma ampla variedade de métodos foi desenvolvida, classificados como: métodos quantitativos e qualitativos (HUI et al., 2010). Os métodos quantitativos podem determinar a contribuição harmônica da concessionária e do cliente de forma quantitativa, ou seja, podendo apontar o valor da distorção causada por cada um dos lados, tendo a estimação de impedância harmônica como fator chave, para que esses métodos funcionem efetivamente.

Os métodos qualitativos só podem ser usados para identificar a fonte harmônica dominante até certo ponto do sistema elétrico, podendo assim, não identificar a distribuição das responsabilidades entre a concessionária e o consumidor. Esses métodos são utilizados apenas para encontrar um indicativo da principal fonte de distorção harmônica, sendo o método mais conhecido baseado no fluxo da potência harmônica. Essa estratégia é explorada em várias publicações (AZOUAOU; RABAHALLAH & LEULMI, 2004)(Santos; de Oliveira & de Paula Silva, 2011)(Nunes Santos; de Oliveira & Ferreira de Paula Silva, 2011), e, apoiando nestas premissas, vários equipamentos de medição comercializados no mundo contemplam o cálculo das potências harmônicas. A Figura 1 apresenta uma visão geral dos métodos de identificação de responsabilidade pela contribuição harmônica.

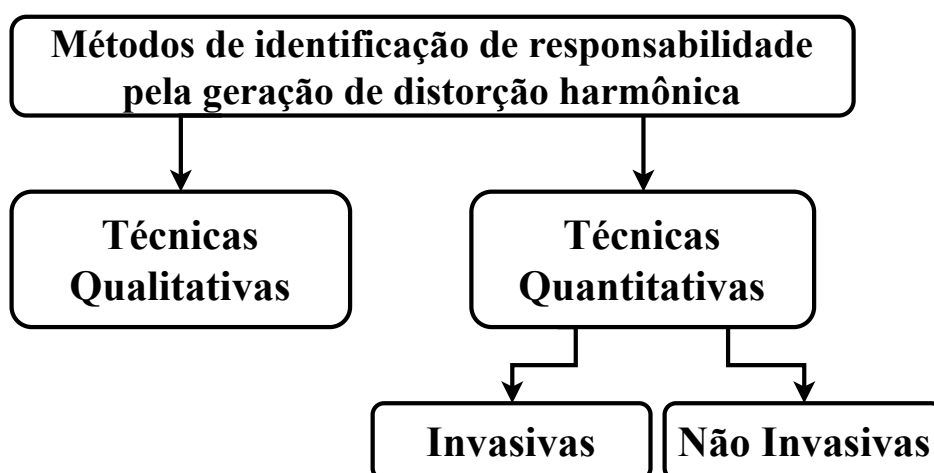


Figura 1: Diagrama esquemático dos métodos de identificação de responsabilidade pela contribuição harmônica.

Nas próximas subseções será apresentada uma revisão da literatura a respeito de técnicas de análise de responsabilidade pela contribuição harmônica.

2.1.1 MÉTODOS QUANTITATIVOS

Os métodos que utilizam o teorema da superposição como base, são métodos classificados como quantitativos, sendo esses os mais conhecidos na literatura. Os índices quantitativos foram desenvolvidos para estes métodos com base no teorema da superposição, em circuitos equivalentes de Norton e impedâncias de referência (XU & LIU, 2000). Para realizar o entendimento das técnicas baseadas em circuitos equivalentes, utilizaremos como exemplo o circuito da Figura 2 caracterizando uma configuração genérica e representativa de um sistema elétrico visto a partir do PAC entre a concessionária e um consumidor. O consumidor é representado por cargas lineares e não

lineares, enquanto a rede de alimentação é simplificada na forma de um arranjo equivalente e representativo da geração, transmissão, distribuição, outros consumidores e etc (SANTOS et al., 2011).

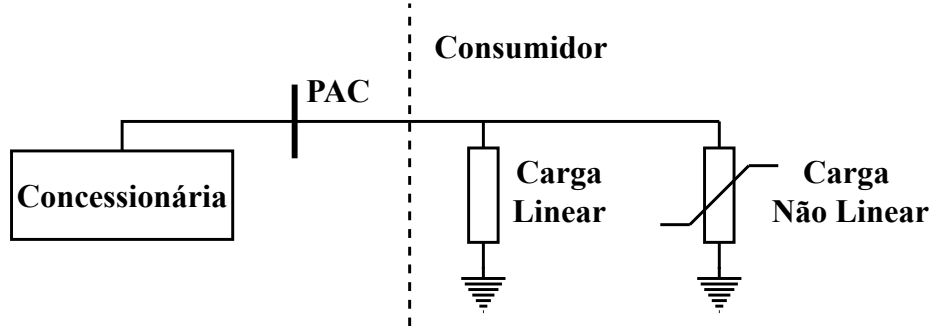


Figura 2: Sistema elétrico para análise de responsabilidade de distorção harmônica.

O circuito físico apresentando pode ser modelado através de seus circuitos equivalentes de Norton ou Thevenin, como mostrado na Figura 3. Este deve ser compreendido com uma representação que utiliza de técnicas de modelagem no domínio da frequência, a qual representa tanto circuitos equivalentes quanto forem as ordens harmônicas existentes para a análise. Nestas circunstâncias, haverá diversos circuitos equivalentes, cada qual atrelado com um componente harmônico h .

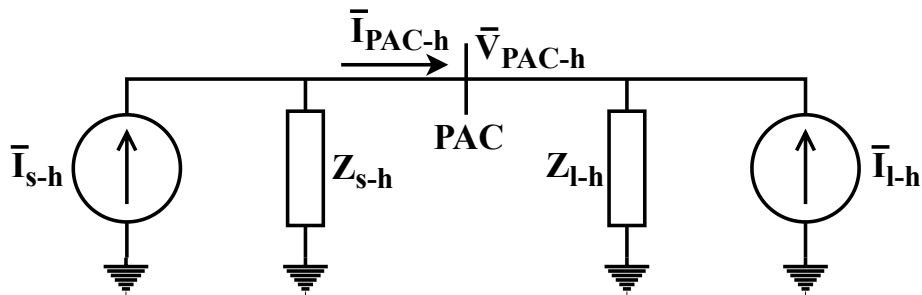


Figura 3: Circuito equivalente de Norton para uma dada ordem harmônica h .

Onde Z_{s-h} e Z_{l-h} são as impedâncias harmônicas equivalentes da concessionária e consumidor, respectivamente, \bar{I}_{s-h} e \bar{I}_{l-h} são, respectivamente as correntes harmônicas produzidas pela concessionária e do consumidor, \bar{V}_{pac-h} é a tensão harmônica medida no PAC e \bar{I}_{pac-h} é a corrente harmônica medida no PAC.

As equação 2.1 e 2.2, derivadas do circuito equivalente de Norton, estabelecem as correntes harmônicas geradas por cada uma das fontes de corrente representativas das cargas não lineares presentes nos circuitos da concessionária e do consumidor, respectivamente.

$$\bar{I}_{s-h} = \frac{\bar{V}_{pac-h}}{Z_{s-h}} + \bar{I}_{pac-h} \quad (2.1)$$

$$\bar{I}_{l-h} = \frac{\bar{V}_{pac-h}}{Z_{l-h}} - \bar{I}_{pac-h} \quad (2.2)$$

As contribuições de cada um dos lados para a corrente total \bar{I}_{pac-h} e para a tensão total \bar{V}_{pac-h} no PAC podem ser encontradas por meio do teorema da superposição. Os circuitos relacionados com este teorema são apresentados na Figura 4. A primeira figura esclarece sobre a configuração destinada a determinação das contribuições advindas do circuito da concessionária (para corrente total e tensão total) e a segunda figura está associada com as contribuições provenientes do consumidor.

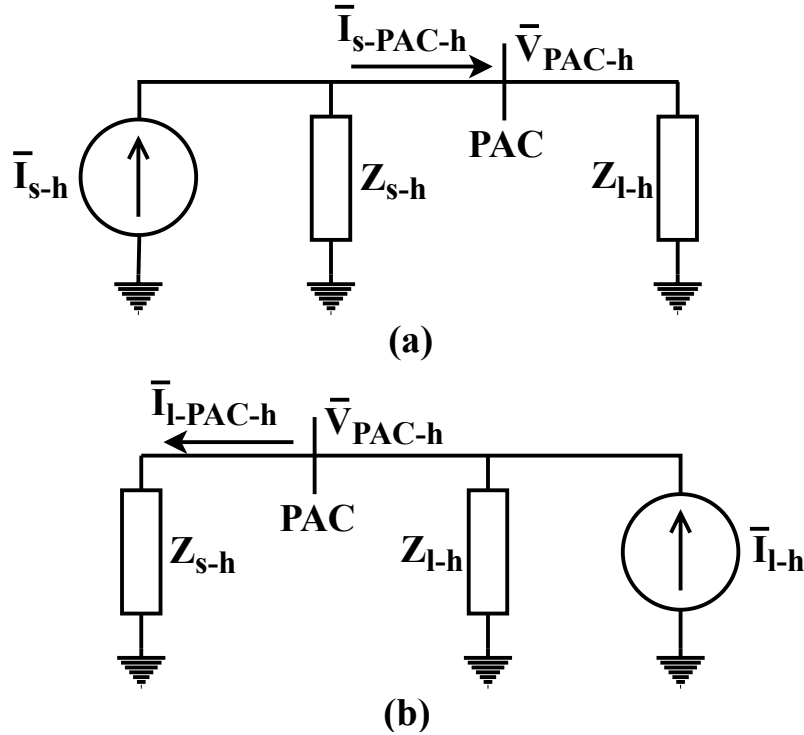


Figura 4: Circuito equivalente de Norton para uma dada ordem harmônica h considerando: (a) contribuição da concessionária (b) contribuição do consumidor.

Com os circuitos das figuras é possível encontrar as contribuições harmônicas individuais por meio de aplicações de princípios tradicionais de análise de circuitos elétricos, onde as contribuições harmônicas de tensão e corrente no PAC $\bar{I}_{s-pac-h}$, $\bar{V}_{s-pac-h}$, $\bar{V}_{l-pac-h}$ e $\bar{I}_{l-pac-h}$ podem ser determinadas através das Equações 2.3 e 2.4.

$$\bar{V}_{s-pac-h} = \frac{Z_{s-h}Z_{l-h}}{Z_{s-h} + Z_{l-h}} \bar{I}_{s-h} \quad (2.3)$$

$$\bar{V}_{l-pac-h} = \frac{Z_{s-h}Z_{l-h}}{Z_{s-h} + Z_{l-h}} \bar{I}_{l-h} \quad (2.4)$$

$$\bar{I}_{s-pac-h} = \frac{Z_{s-h}}{Z_{s-h} + Z_{l-h}} \bar{I}_{s-h} \quad (2.5)$$

$$\bar{I}_{l-pac-h} = \frac{Z_{l-h}}{Z_{s-h} + Z_{l-h}} \bar{I}_{l-h} \quad (2.6)$$

A tensão e a corrente total no PAC poderá ser obtida através da superposição destas componentes, ou seja, $\bar{V}_{pac-h} = \bar{V}_{s-pac-h} + \bar{V}_{l-pac-h}$ e $\bar{I}_{pac-h} = \bar{I}_{s-pac-h} + \bar{I}_{l-pac-h}$. O método da superposição de correntes proposto em (XU & LIU, 2000) estabelece que o compartilhamento das responsabilidades entre os lados do circuito deve ser feito por meio dos valores das projeções dos fasores representativos das contribuições individuais de corrente sobre o fasor da corrente total. Estas projeções estão apresentadas na Figura 5.

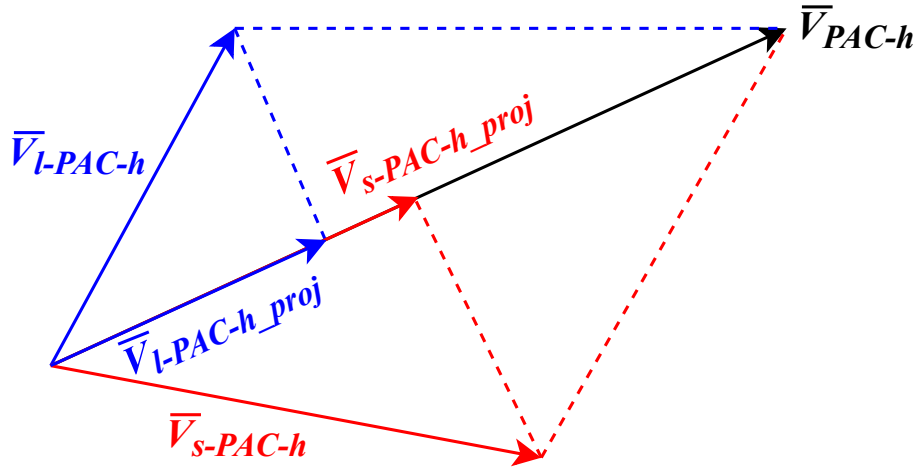


Figura 5: Decomposição da tensão no PAC em dois escalares obtidos das projeções.

Em que $\bar{V}_{s-pac-h-proj}$ é a projeção de $\bar{V}_{s-pac-h}$ sobre \bar{V}_{pac-h} .

A aplicação prática do método da superposição, nos termos discutidos, compreenderá a seguinte rotina:

- Determinar as impedâncias equivalentes Z_{s-h} e Z_{l-h} ;
- Medir \bar{V}_{pac-h} e \bar{I}_{pac-h}
- Calcular as fontes equivalentes \bar{I}_{s-h} e \bar{I}_{l-h}

- Calcular $\bar{V}_{s-pac-h}$, $\bar{V}_{l-pac-h}$, $\bar{I}_{s-pac-h}$ e $\bar{I}_{l-pac-h}$.
- Projetar $\bar{V}_{s-pac-h}$, $\bar{V}_{l-pac-h}$, $\bar{I}_{s-pac-h}$ e $\bar{I}_{l-pac-h}$, e encontrar $\bar{V}_{s-pac-h-proj}$, $\bar{V}_{l-pac-h-proj}$, $\bar{I}_{s-pac-h-proj}$ e $\bar{I}_{l-pac-h-proj}$ que definem as contribuições advindas do concessionária e do consumidor.

O ponto fundamental para o cálculo da contribuição harmônica consiste na estimação das impedâncias de Norton. Os métodos de estimação de impedância podem ser classificados como invasivos (XU et al., 2002), (MONTEIRO et al., 2017) e não invasivos (KARIMZADEH; ESMAEILI & HOSSEINIAN, 2016). Em métodos não invasivos, as variações naturais de tensão e corrente são utilizadas para estimar a impedância harmônica da rede sem um impacto adverso no sistema de potência. Nos métodos invasivos, utiliza-se distúrbios inseridos de forma externa no sistema, com o intuito de estimar a impedância harmônica da rede. Esses distúrbios podem ser inseridos no sistema por dispositivos comutados (WANG; NINO & XU, 2007) ou pelo uso de dispositivos extras para injeção de sinais na rede (MONTEIRO et al., 2018). Nas próximas subseções será realizada uma análise dos principais métodos invasivos e não invasivos.

2.1.1.1 MÉTODOS INVASIVOS

Os métodos invasivos, são métodos que estimam a impedância utilizando dispositivos externos para provocar distúrbios no SEP. Esses dispositivos podem ser inseridos de forma a não se ter um controle sobre o distúrbio, ter controle parcial ou ser totalmente controlado.

Para os dispositivos não controlados ou parcialmente controlados pode ser considerada a utilização de transformadores, banco de capacitores, dispositivos semicondutores ou algum dispositivo que provoque períodos de transitórios na rede, proporcionando a análise da corrente e tensão durante esse intervalo de tempo. Utilizando esses dispositivos é possível definir o instante inicial do distúrbio, pois consegue controlar o momento de abertura e fechamento das chaves, inserindo os dispositivos na rede. Apesar de se ter o controle inicial do distúrbio, a magnitude é dependente, não só, mas também das características do SEP (YANG et al., 2012).

Nos métodos controlados, são utilizadas fontes de corrente ou tensão. Com a utilização dessas fontes, torna-se possível controlar o instante em que o distúrbio é inserido, como também pode-se estimular os componentes desejados ao longo do espectro de frequência. Assim, controlando o distúrbio, pode-se diminuir sua influência na quali-

dade de energia e garantir melhor precisão na estimação da impedância.

Outra forma seria através da injeção de sinais por fonte de tensão ou corrente. O método proposto em (SUMNER; PALETHORPE & THOMAS, 2004) injeta um sinal de corrente e define a impedância através da corrente e tensão medidas na rede elétrica. O método é acurado para algumas condições, porém os resultados possuem uma degradação quando há harmônicos pré-existentes na rede, ruído e quando há cargas não lineares. A estimação da impedância é realizada nas frequências inter-harmônicas, aplicando uma interpolação para a estimação das frequências harmônicas.

Em (HOU et al., 2013) é proposto um método invasivo controlado por injeção de corrente harmônica, com a amplitude e frequência controladas. Para minimizar os erros da estimação de impedância deste método, é necessário injetar correntes harmônicas muito altas (amplitude na faixa de 15% da corrente do circuito), prejudicando a QEE da rede elétrica.

Em (XU et al., 2002) é apresentado um método em estado permanente (estacionário) que envolve a comutação de um componente na rede no local onde a impedância da rede deve ser medida. Assumindo que existe um capacitor em derivação disponível para comutação, a ideia básica deste método pode ser resumida da seguinte forma:

1. Registre as formas de onda em estado estacionário das tensões e correntes do capacitor. Se o capacitor não estiver conectado, suas correntes são tratadas como zero.
2. É realizada mudanças no capacitor. Por exemplo, o capacitor pode ser ligado ou o tamanho do capacitor pode ser reduzido em 50%.
3. As formas de onda de corrente e tensão de estado estacionário pós-perturbação são registradas.
4. A Transformada Discreta de Fourier (do inglês, *Discrete Fourier Transform*) (DFT) é aplicada às formas de onda pré e pós-perturbação. Para cada harmônico, as seguintes equações do sistema podem ser desenvolvidas:

$$V_{pre-h} = V_h - I_{pre-h} \cdot Z_h \quad (2.7)$$

$$V_{pos-h} = V_h - I_{pos-h} \cdot Z_h \quad (2.8)$$

onde I_{pre-h} e V_{pre-h} são a corrente e a tensão harmônicas pré-perturbação e I_{pos-h} e V_{pos-h} são a corrente e a tensão harmônicas pós-perturbação. V_h e Z_h são a

tensão do sistema e a impedância do sistema, respectivamente.

5. As impedâncias harmônicas do sistema podem ser determinadas a partir das duas equações acima, como segue:

$$Z_h = \frac{V_{pre-h} - V_{pos-h}}{I_{pre-h} - I_{pos-h}} \quad (2.9)$$

A impedância Z_h não inclui o capacitor chaveado.

Um outro método encontrado na literatura é apresentado por (WANG; NINO & XU, 2007), no qual o dispositivo utilizado é composto de um tiristor em série com um indutor. O objetivo da aplicação desse dispositivo é provocar curtos circuitos controlados no SEP quando o tiristor é acionado e assim, causar um distúrbio na tensão e na corrente do PAC para extrair as informações contidas no distúrbio, durante o instante em que o curto circuito é provocado. Esses sinais são medidos e processados em duas etapas. A primeira etapa é estimar os componentes harmônicos existentes antes do distúrbio e eliminá-los do sinal, para isso é realizada uma subtração entre dois ciclos consecutivos de tensão e corrente, no ponto onde é inserido o distúrbio. Na segunda etapa, as FFTs dos sinais subtraídos são obtidas de modo a definir os valores de módulo e fase, da tensão e corrente, nos componentes ao longo do espectro de frequência. Após esta etapa os valores de impedância são estimados.

A vantagem das técnicas invasivas é que elas possuem maior precisão na estimação da impedância pois podem gerar distúrbios contendo todo o espectro de frequência necessário para análise. No entanto, uma das desvantagens desses métodos é que podem comprometer a qualidade de energia dos sistemas elétricos, pois podem gerar distúrbios significativos nos sinais elétricos.

2.1.1.2 MÉTODOS NÃO INVASIVOS

Nos métodos não invasivos, a impedância é estimada sem causar nenhum distúrbio no sistema elétrico, levando em conta apenas o conteúdo espectral da corrente e tensão presentes no PAC, definido por eventos sem nenhum controle pela metodologia de medição. Deste modo, o valor da impedância para uma determinada faixa de frequência pode ser completamente imprecisa se a corrente e tensão apresentarem conteúdo espectral igual a zero nesta região. Embora, os métodos tendem a utilizar os distúrbios causados naturalmente pela variação das cargas e dispositivos não lineares (BORKOWSKI; WETULA & BIEN, 2012), a metodologia não é capaz de controlar nem

o conteúdo espectral, nem o instante de tempo em que um espectro mais completo pode excitar a rede. Nesta sub-seção serão apresentados alguns exemplos de métodos não-invasivos propostos na literatura:

- Métodos baseados em Flutuação de tensão: Esta técnica utiliza-se das flutuações da tensão e corrente harmônica de uma carga para calcular a impedância da rede elétrica. Como as cargas são geralmente variáveis, flutuações naturais de sua corrente harmônica podem ser usadas. Quando a corrente de uma carga muda, o ponto operacional da rede também muda, e medindo a tensão e a corrente em dois instantes diferentes (V_h^1 , V_h^2 , I_h^1 e I_h^2), a impedância da rede elétrica pode ser calculada na frequência desejada. Se a carga variar e a tensão de fundo (os harmônicos de fundo são os componentes que encontram-se no SEP, gerados por alguns dispositivos contidos na rede como conversores e outras cargas não lineares) não permanece constante durante duas medições sucessivas, pode-se escrever:

$$Z_h = -\frac{V_h^2 - V_h^1}{I_h^2 - I_h^1} = -\frac{\Delta V_h}{\Delta I_h} \quad (2.10)$$

onde Z_h é a impedância harmônica de ordem h , $V_h^{(i)}$ e $I_h^{(i)}$ são respectivamente a tensão e corrente no PAC. O principal problema dessa técnica, é a flutuação incontrolável da tensão harmônica de fundo ("*Background Harmonics*") que pode causar erro significativo no cálculo da impedância harmônica da rede (Zebardast & Mokhtari, 2016).

- Métodos baseados em Regressão Linear: Esta técnica define um modelo linear e equações que, a partir dos parâmetros mensuráveis no PAC, é possível calcular os coeficientes de regressão linear que levam à determinação da impedância da rede. A técnica apresentada em (ZHANG & YANG, 2004), que é baseada em uma regressão binária, obtém a impedância harmônica da rede resolvendo os coeficientes de regressão usando a estimativa de mínimos quadrados. Considerando a rede e o circuito equivalente da carga, pode-se escrever:

$$\bar{\mathbf{V}}_s = \bar{\mathbf{V}}_{\text{pcc}} + \mathbf{Z} \cdot \bar{\mathbf{I}}_{\text{pcc}} \quad (2.11)$$

onde $\bar{\mathbf{V}}_s$, é a tensão harmônica de fundo. Assim, como no método anterior, a variação de tensão de fundo é a principal causa de erro nos cálculos (Zebardast & Mokhtari, 2016).

- Métodos baseados em análise de componentes independentes: Essa proposta utiliza modelos de circuitos equivalentes de Norton, para analisar a responsabilidade

da distorção no PAC. Para isso, a corrente harmônica de fundo da concessionária é estimada pela abordagem complexa do algoritmo *FastICA*. Assim, a estimativa de corrente é usada em um problema de otimização para calcular a impedância harmônica da rede. Em (Karimzadeh; Esmaeili & Hosseinian, 2015) os resultados apresentados a partir de simulação computacional e testes em campo comprovam a capacidade do método proposto, especialmente nos casos em que as flutuações harmônicas de fundo são dominadas no PAC.

- Baseado em Seleção de Dados: Este método é capaz de estimar a impedância harmônica da rede elétrica, baseado em medições de tensão e corrente, que são aplicado em uma regressão de mínimos quadrados baseada em dados complexos e depois o resultado é analisado por duas diferentes técnicas de seleção de dados. A impedancia é estimada por regressão de mínimos quadrados baseada em dados complexos e, após a obtenção dos resultados duas técnicas diferentes de seleção de dados são usadas juntas para comparar os resultados, e assim, averiguar a confiabilidade da estimação (Hui et al., 2012). A vantagem de usar a técnica dessa forma é para reduzir o impacto do ruído e dos harmônicos de fundo, que comprometem a estimação de impedância (WANG; NINO & XU, 2007).

A vantagem dos métodos não invasivos, é que a impedância é estimada sem causar nenhum distúrbio no sistema elétrico, levando em conta apenas o conteúdo espectral da corrente e tensão presentes no PAC, definido por eventos sem nenhum controle pela metodologia de medição. Porém, comparada com métodos invasivos, o valor da impedância para uma determinada faixa de frequência pode ser completamente imprecisa se a corrente e tensão apresentarem conteúdo espectral igual a zero nesta região.

2.1.2 MÉTODOS QUALITATIVOS

Os métodos qualitativos identificam a fonte harmônica de forma indicativa, ou seja, apenas apontando o gerador principal da fonte harmônica, assim, não identificando a distribuição das responsabilidades entre a concessionária e o consumidor (AZOUAOU; RABAHALLAH & LEULMI, 2004)(Santos; de Oliveira & de Paula Silva, 2011)(Nunes Santos; de Oliveira & Ferreira de Paula Silva, 2011). O método qualitativo tradicional é baseado no fluxo de potência harmônica ativa.

O método de análise do fluxo de potência tem por princípio a análise da direção do fluxo de potência harmônica ativa na rede e sua correlação com o fluxo de potência fundamental. A Equação 2.12 destaca a expressão utilizada para o cálculo da potência

ativa (P), a qual é obtida pela combinação dos componentes individuais de tensão eficaz (V_h) e corrente eficaz (I_h) harmônicas adicionadas à combinação da tensão eficaz (V_1) e corrente eficaz (I_1) fundamental. O índice h , conforme já mencionado, refere-se à ordem harmônica sob análise. A grandeza ϕ_h representa a defasagem angular entre a tensão e a corrente harmônica de ordem h e ϕ_1 a defasagem angular entre a tensão e a corrente fundamental (SANTOS et al., 2011)(WANG et al., 2018).

$$P = V_1 I_1 \cos \phi_1 + \sum_{h \neq 1}^{\infty} V_h I_h \cos \phi_h = V_1 I_1 \cos \phi_1 + \sum_{h \neq 1}^{\infty} P_h \quad (2.12)$$

Em que P_h fornece a potência ativa harmônica, para cada tensão e corrente harmônica de ordem h , medidos junto ao PAC. A partir dos componentes harmônicas individuais para as tensões e correntes, o procedimento para se determinar a fonte geradora de harmônicos obedece a seguinte lógica:

- Determinação da potência ativa fundamental, observando o seu sinal, o qual, na ausência de geração interna do consumidor, é adotado como positivo;
- Para os componentes harmônicos de tensão e corrente de mesma ordem, deverá ser obtida a diferença angular ou de fase (ϕ_h). Através de princípios clássicos considera-se que:
- $-90^\circ < \phi_h < 90^\circ$: o consumidor estaria, predominantemente, atuando como receptor da ordem harmônica sob consideração. Nestas circunstâncias a potência harmônica será também positiva.
- $90^\circ < \phi_h < 270^\circ$: o consumidor estaria, predominantemente, atuando como gerador da ordem harmônica sob enfoque e a potência harmônica assim calculada receberia um sinal contrário ao da fundamental, ou seja, negativo.

Diante desse procedimento, a determinação da fonte harmônica predominante no sistema ocorre unicamente por meio da verificação do sinal da potência ativa harmônica em relação ao fluxo de potência fundamental.

Os princípios da técnica baseada em potência ativa harmônica aqui apresentados, indicam como primeira limitação, o fato de não se atingir um valor que culmine na distribuição das responsabilidades entre a concessionária e o consumidor, por esse motivo, alguns trabalhos, como por exemplo (XU; LIU & LIU, 2003), contestam este método, alegando que a metodologia sugerida não possui nenhum embasamento teórico que garanta a correta identificação da fonte harmônica predominante.

2.2 REVISÃO DAS TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

A proliferação de geradores distribuídos acoplados ao barramento de baixa tensão tem proporcionado ao SEP robustez, eficiência e uma alternativa sustentável para atender a crescente demanda de energia (EPE, 2016)(WRINCH, 2008).

A condição de isolamento ou ilhamento é definida quando uma seção do sistema de geração de energia é isolada do sistema principal. A condição de ilhamento não intencional em muitos casos pode ser considerada indesejável, podendo ocasionar danos potenciais aos equipamentos, redução qualidade de energia, tornar o religamento da rede principal mais complexo e elevar os riscos de acidentes durante a manutenção da rede, visto que a linha continua energizada (GOMES et al., 2009) (PITOMBO, 2010) (DELVECCHI et al., 2011). Sendo assim, é de grande importância a detecção dessa condição do sistema. Essa condição é ilustrada pela Figura 6, onde a linha tracejada delimita a área ilhada após a abertura do disjuntor A, normalmente por ocorrência de uma falta entre ele e a concessionária.

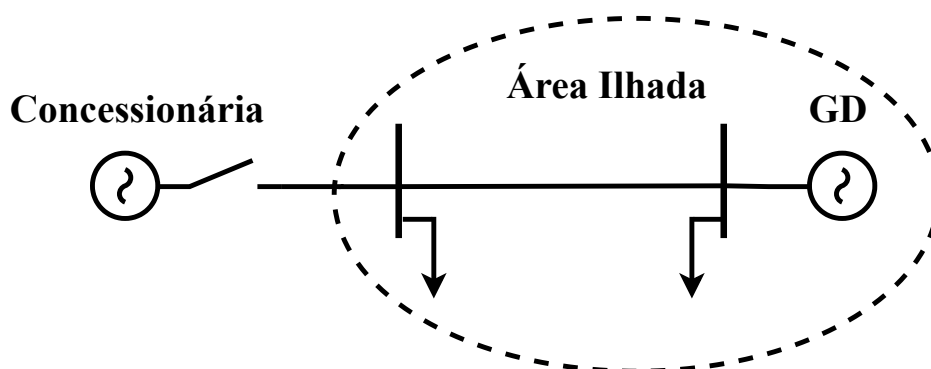


Figura 6: Ilhamento em um sistema elétrico com geração distribuída.

Devido às principais implicações apresentadas, o procedimento mais utilizado, atualmente, é o de desconectar o gerador distribuído em até 2 segundos após o ilhamento não intencional ter ocorrido, como aconselha (IEEE, 2003)(CEMIG, 2012) e (CELESC, 2016). Segundo as normas técnicas (ENERGISA, 2016) e (COPEL, 2016), a proteção anti-ilhamento deve desconectar o gerador da rede, sem qualquer atraso intencional, em caso de falta de tensão oriunda da rede de distribuição. No caso de inversores, as proteções devem obedecer a norma NBR IEC 62116. O gerador não poderá injetar energia na rede se esta não estiver com sua tensão adequada em todas as fases. O circuito de sincronismo do gerador só deve permitir nova sincronização num tempo maior ou igual a 2 minutos do retorno da energia.

As técnicas de detecção de ilhamento, ou proteção anti-ilhamento, devem ser ca-

pazes de detectar o isolamento de uma área que passa a ser alimentada somente pelo gerador distribuído, em diferentes situações de cargas do sistema. Para cada situação, as características que levam a detecção do ilhamento, tendem a ser diferentes. O ideal seria uma técnica de detecção que funcionasse para todos os cenários (XU; MAUCH & MARTEL, 2004).

Além da quantidade de carga no sistema, outro fator que dificulta a detecção de ilhamento é a chamada Zona de Não detecção (ZND). A ZND são todas as condições em que o ilhamento não é detectado pela técnica. Um dos casos mais difíceis é quando a demanda de potência ($P_L + jQ_L$) é próxima à potência gerada pelo GD ($P_{GD} + jQ_{GD}$). Dessa forma, a concessionária tem pouca ou nenhuma participação no fornecimento de energia para as cargas da rede de distribuição próximas do gerador distribuído, ou seja, a operação do GD é praticamente ilhada e a desconexão da concessionária não irá gerar impactos significativos para que a proteção anti-ilhamento atue.

Contudo, há sempre uma diferença entre a potência ativa e reativa gerada pelo GD e demandada pela carga. Esse desequilíbrio é representado por $\Delta P + \Delta Q$, a Figura 7 representa o sistema de distribuição em relação a esse desequilíbrio. Se essa potência ativa ou reativa for muito pequena, pode levar algum tempo para que a técnica de detecção de ilhamento perceba a mudança de frequência ou tensão e isso pode incapacitar essa detecção em tempo hábil.

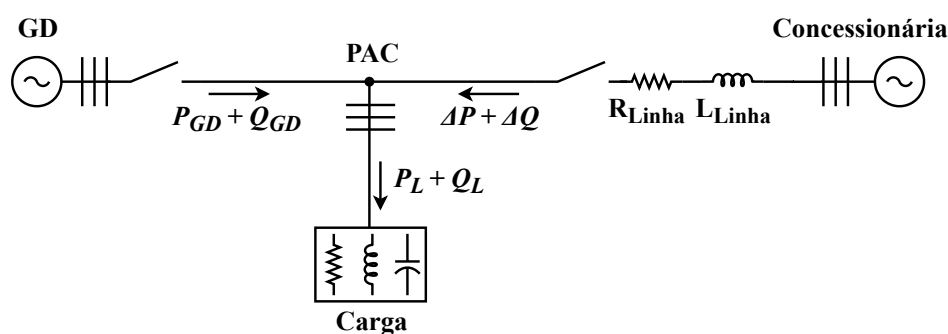


Figura 7: Sistema de Distribuição.

A Figura 8 ilustra o plano ΔQ versus ΔP , mostrando o desequilíbrio de potência que pode haver no momento do ilhamento juntamente com a zona de não detecção.

A ZND para relé de tensão é maior se comparado com o relé de frequência, sendo a ZND de tensão influenciada pela potência reativa, enquanto que para o relé de frequência a influência se dá pela potência ativa. Se $\Delta P + \Delta Q$ estiver dentro da ZND, a detecção do ilhamento torna-se mais difícil (ISA; MOHAMAD & YASIN, 2015).

Na literatura existem diversos métodos de detecção de ilhamento em sistemas elé-

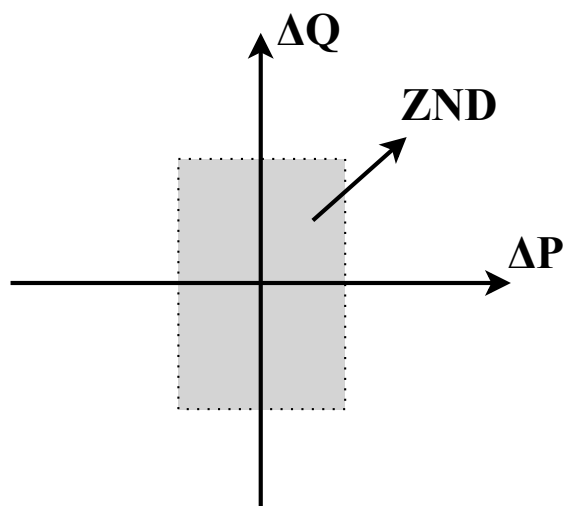


Figura 8: Zona de não detecção do ilhamento.

tricos com geração distribuída. Em (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008)(CAO et al., 2016)(MARCHESAN et al., 2015)(JR, 2011) são discutidos de forma mais abrangente as diferentes técnicas de detecção, as quais mencionam que tais técnicas são divididas em duas categorias: remotas e locais. As técnicas locais, por sua vez, se subdividem em três grupos: ativas, passivas e híbridas. A Figura 9 apresenta uma visão geral dos métodos.

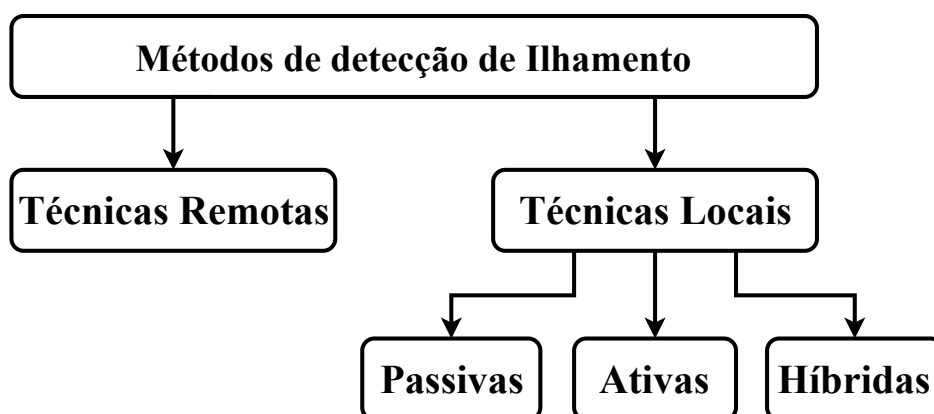


Figura 9: Diagrama esquemático dos métodos de detecção de ilhamento.

A seguir será apresentada uma revisão da literatura a respeito de técnicas de detecção de ilhamento. As mesmas serão apresentadas seguindo a divisão da Figura 9.

2.2.1 TÉCNICAS REMOTAS

As técnicas remotas envolvem algum tipo de comunicação entre a concessionária, dispositivos de proteção e os GDs. Elas são eficientes para detecção de ilhamento,

mas apresentam um custo maior que outras técnicas por se basearem em esquemas complexos de comunicação. Algumas técnicas remotas são explicadas nos próximos tópicos.

- *Power Line carrier communication* (PLCC): Um sinal, com uma frequência adequada, é transmitido pela concessionária através da rede elétrica. O ilhamento é percebido quando o receptor, instalado no gerador distribuído, não detectar esse sinal, considerando a perda de potência do mesmo. Esse método atua bem em sistemas com um ou mais inversores sendo que a qualidade da energia não é afetada, uma vez que não há injeção de corrente no sistema. A desvantagem dessa técnica está na inviabilidade técnica para sistemas menores e no custo elevado da instalação dos transmissores e receptores (SUNDAR & KUMARAN, 2015)(LI et al., 2014)(XU et al., 2007).
- Sistemas *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA): monitoram o estado de todos os disjuntores em tempo real da rede de distribuição. Na ocorrência de ilhamento, o sistema SCADA identifica a área isolada e o GD é desligado por esquemas de proteção via sistemas de telecomunicação. Essa técnica é eficiente, porém o custo cresce com o aumento da complexidade da rede (SUNDAR & KUMARAN, 2015)(LI et al., 2014).
- Redes de comunicação de dispositivos de proteção: todos os dispositivos de proteção devem ser interligados por uma rede de comunicação. Essas redes minimizam a possibilidade de falsa operação, como também aumentam a capacidade de detecção, apesar de não contribuírem com a melhoria da capacidade de detecção do relé de proteção em si. Entretanto, esse sistema se torna caro com o aumento dos elementos, devido ao custo dos dispositivos. Um exemplo são os sincrofasores, cuja função é monitoramento sincronizado de fasores instalados em pontos estratégicos do sistema (SCHWEITZER, 2013), de forma a monitorar várias grandezas que entre outras funções podem detectar o ilhamento.
- *Signal Produced by Disconnect* (SPD): a base de funcionamento se assemelha bastante ao *Power Line carrier communication* (PLCC). A diferença é que em vez da rede ser utilizada como canal para a troca de dados, utiliza-se como canal de comunicação com tecnologias baseadas em micro-ondas, linhas telefônicas ou até mesmo rádio frequência. Entretanto, o tamanho do sistema pode tornar a implementação inviável pela necessidade de ser ter uma infraestrutura de comunicação paralela (LI et al., 2014)(AHMAD; SELVARAJ & RAHIM, 2013).

2.2.2 TÉCNICAS LOCAIS

As técnicas locais têm o princípio básico de detectar o ilhamento usando as medições de tensão e corrente no ponto de conexão do GD. Essa técnicas não adotam comunicação entre dispositivos e/ou centro de controle. As técnicas locais são divididas em três grupos: técnicas passivas, as quais utilizam apenas os valores de tensão e corrente medidos no PAC. O segundo são as técnicas ativas que injetam distúrbios controlados no sistema de distribuição pelo PAC, Já o terceiro, são as técnicas híbridas que são uma combinação das outras duas (GOMES, 2016).

2.2.2.1 TÉCNICAS PASSIVAS

As técnicas passivas são baseadas somente em medidas elétricas no PAC entre o GD e o sistema. O monitoramento dos parâmetros, como tensão e corrente é feito por um algoritmo instalado no controle do gerador distribuído ou por um dispositivo específico, como TC e TP. Normalmente têm baixo custo e fácil implementação. Entretanto, apresentam grandes zonas de não detecção do ilhamento.

- Sob/Sub tensão e sob/sub frequência: Esta detecção é aplicável quando a tensão ou frequência no PAC está além dos limites aceitos, acima do limite superior ou abaixo do inferior. No caso de ocorrência de ilhamento não intencional, haverá um descompasso de potência significativo entre a potência consumida pela carga e a potência de saída do inversor. Esse método pode ser amplamente utilizado tanto para detecção de ilhamento quanto faltas fase-terra. Muitos sistemas avançados de detecção dependem deste método, portanto, ele é conhecido como esquema de detecção fundamental de ilhamento em sistemas com GD ligados à rede. Se os desfasamentos de potência entre a saída do inversor e a potência na carga são quase nulos, este método não consegue detectar, o que é considerado como a maior desvantagem desse método (SUNDAR & KUMARAN, 2015).
- Salto de fase da tensão: Esse tipo de detecção é baseada em um relé que mede o deslocamento do ângulo de fase da forma de onda da tensão em relação a forma de onda da corrente na saída do inversor. O deslocamento do ângulo de fase é uma medida indireta da frequência na forma de onda da tensão, por isso, pode-se dizer que esse relé tem um desempenho semelhante ao do relé de frequência. Quando os erros de fase excedem um valor predefinido, o inversor é desligado, desconectando assim o gerador distribuído da rede elétrica. Semelhante ao anterior, este método

sofre falhas de detecção de ilhamento quando a potência gerada pelo GD está em um nível próximo à demanda da carga local formando uma zona de não detecção (XU; MAUCH & MARTEL, 2004).

- Taxa de variação da potência de saída (ROCOOP): Esse método se baseia no fato da taxa de variação da potência, (dP/dt) , no lado do gerador distribuído após a ocorrência do ilhamento, ser maior do que em operação normal, pois na operação ilhada o GD fornece mais energia do que a demanda real. Se os valores tomados estiverem além dos limites de limiar, o inversor será desligado. Esse método é mais eficiente se as cargas próximas ao GD forem desequilibradas (ELH & SEDHOM, 2017).
- *Data Mining of Code Repositories* (DAMICORE): Este método utilizada da mineração de dados a fim de encontrar padrões de tensão e corrente no PAC, apresentando melhoras na detecção de ilhamento para operações com duas proteções: um relé de frequência menos sensível (para funcionar em cenários de altos níveis de desbalanço de potência ativa) e um relé com função *data-mining* de cinco a dez ciclos do DAMICORE (a fim de detectar o ilhamento do sistema para baixos níveis de desbalanço de potência ativa) (GOMES et al., 2018).
- Lógica Fuzzy: Utiliza algoritmos como lógica multivalorada para detectar ilhamento. Em (SAMANTARAY S.; BABU, 2011) foram apresentados resultados satisfatórios, detectando ilhamento em todas as situações propostas, porém, em casos que haja ruído na medição corre-se o risco de se detectar falsos ilhamentos.
- Redes Neutrais Artificiais: Essa técnica estuda a operação de um sistema com a presença de GD acoplados à rede. Os resultados apresentados possuem cerca de 94% de acertos como seu pior resultado nos cenários levantados pelos autores (Mehang; Riawan & B. Putri, 2018).
- Taxa de Variação de Frequência (do inglês, *Rate of Change of Frequency*) (ROCOF): É uma função de proteção que calcula a variação da frequência pelo tempo. É amplamente utilizado, pois o tempo de ação dele é menor caso a frequência varie lentamente. Para melhor entendimento do funcionamento desse técnica de proteção, temos o diagrama esquemático da Figura 10. A taxa de variação de frequência é estimada dentro de uma janela de medição que geralmente tem entre 2 a 40 ciclos da forma de onda da tensão no PAC. Esse sinal é processado por um filtro passa-baixa, com a finalidade de eliminar elevados transientes. A saída do filtro é comparado com um valor pré-determinado β pelo dispositivo. Os valores

limiares mais utilizados para β variam entre 0,1 a $2Hz/s$. Caso a saída do filtro seja maior que o valor de β , um sinal é enviado aos sistemas de proteção a fim de desconectar o GD do sistema. Nesse trabalho os resultados de detecção de ilhamento serão comparados com resultados encontrados utilizando a técnica do ROCOF (Arguence et al., 2017)(Gupta; Bhatia & Jain, 2017).

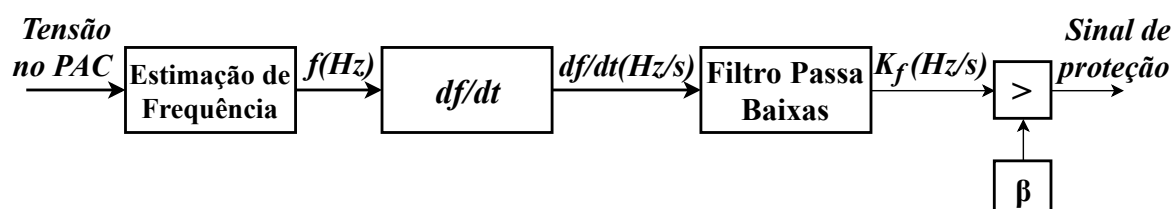


Figura 10: Diagrama esquemático simplificado do ROCOF.

A grande vantagem das técnicas passivas é que elas tomam decisões com base nas grandezas elétricas, tensão e frequência, medidas no local em que o gerador distribuído é conectado ao sistema de distribuição, sem interferir na operação do GD. No entanto uma das desvantagens dessa técnica é que ela possui uma zona de não detecção considerável, comparando com as outras técnicas (Pouryekta et al., 2018).

2.2.2.2 TÉCNICAS ATIVAS

As técnicas ativas têm o princípio de inserir pequenas perturbações no sistema de potência. Em (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008) afirma-se que a perturbação inserida irá causar uma significativa mudança em alguns parâmetros do sistema elétrico se este estiver ilhado, o que não ocorreria se o GD estivesse conectado à rede elétrica (REIGOSA et al., 2012). Algumas das técnicas de detecção ativas são as seguintes:

- **Variação de potência reativa:** Neste método, o gerador distribuído fornece um nível de fluxo de energia reativa no PAC ou no ponto onde o relé está conectado. Este fluxo de potência só pode ser detectado se o nível de fluxo de potência reativa não for mantido no valor ajustado. Uma grande alteração na tensão do terminal, com a potência reativa permanecendo quase inalterada, indica o ilhamento. Uma das desvantagens deste método está relacionada ao seu tempo de resposta e outra ao fato dele não poder ser usado em sistemas onde o GD tem de gerar energia com fator de potência muito próximo do unitário. (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008)

- Medição de impedância: Nessa técnica a filosofia principal é a mesma que a da técnica passiva que a impedância do sistema muda com o ilhamento. Em um método direto ativo, um indutor de derivação é conectado momentaneamente e tanto a corrente de curto-circuito como a redução da tensão de alimentação são usadas para calcular a impedância do sistema de energia. No entanto, num método indireto, é injetado um sinal de alta frequência no terminal do gerador distribuído através de um divisor de tensão. Este sinal de alta frequência torna-se mais significativo depois que a rede é desconectada. A principal vantagem desse método é que teoricamente tem uma ZND extremamente pequena para um inversor com qualquer carga local que tenha impedância maior do que a impedância da rede (Cai et al., 2013). Em (BOWER & ROPP, 2002) é dito que uma desvantagem desse método é que na presença de mais de um GD a eficácia do método é comprometida.
- *Active Frequency Drift* (AFD): Este método distorce ligeiramente a forma de onda da corrente que flui pelo conversor a fim de causar uma contínua perturbação na frequência da tensão no PAC. Quando a rede está presente, o sistema estará imune desta perturbação, mas, com sua ausência, a frequência tende a deslizar para uma nova região de operação, que caso ultrapasse os limites dos relés de sub-sobre frequência, o ilhamento será detectado (RICCIARDI et al., 2010)(Wen et al., 2016).
- *Sandia Frequency Shift* (SFS): Este método realiza uma realimentação positiva na corrente i_q do conversor a fim de proporcionar um desvio da frequência nominal quando o GD estáilhado. Por ser uma extensão do AFD, é conhecido também como *Active Frequency Drift with Positive Feedback* (Vahedi & Karrari, 2013)(BOWER & ROPP, 2002).
- *Slip Mode Frequency Shift* (SMD): através de uma malha de realimentação positiva de corrente, ocorre um desvio de fase que flui pelo inversor, variável esta dependente da frequência. Ao ocorrer o ilhamento, a curva de fase da corrente do conversor tende a variar de forma mais rápida que a corrente da carga, gerando uma instabilidade da frequência e assim, identificando a ocorrência do ilhamento (BOWER & ROPP, 2002).

Em (KHAMIS et al., 2013) é comparado o método de estimação de impedância com os métodos ativos à base de variação de frequência, concluindo que os métodos baseados em impedância identificam o ilhamento de forma mais rápida, e quando comparado com

os métodos SMD e AFD, a ZND é muito menor. Outro resultado apresentado neste trabalho foi que o método SFS apresenta elevados problemas relacionados à QEE.

Com os métodos ativos o ilhamento pode ser detectado mesmo se a potência gerada pelo gerador distribuído corresponder à da carga, o que não é possível no caso das técnicas passivas. Muitas das técnicas são implementadas nos inversores ou nos GD com comutadores controlados, usando a capacidade de processamento de sinal já existente dentro desses equipamentos, para controle de fluxo de energia e sincronização. A desvantagem desse método é que pelo fato desses equipamentos estarem ligados por tecnologias de atuações práticas, as pequenas perturbações provocadas no sistema requerem um certo grau de sensibilidade na medição. Esse método, além de sofrer com a interferência de vários GD, pode ameaçar a qualidade da energia, a confiabilidade e a segurança (CH & REDDY, 2019)(MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008)(WRINCH, 2008).

2.2.2.3 TÉCNICAS HÍBRIDAS

As técnicas híbridas são uma combinação de técnicas passivas e ativas. Os parâmetros elétricos, assim como nas técnicas passivas, são monitorados no PAC e, caso esses apresentem algum comportamento adverso que sugira a ocorrência do ilhamento, perturbações são inseridas (como nas técnicas ativas) para verificar a suspeita de ilhamento. Com isso é possível diminuir as ZND e distúrbios inseridos no sistema, atenuando de forma considerável os riscos de deterioração na QEE. Dentre os métodos que utilizam técnicas híbridas, destacam-se:

- Taxa média de variação da tensão com o deslocamento de potência: A maioria das gerações distribuídas em todo o mundo são obrigadas a operar com fator de potência unitário, o que implica em uma deficiência de potência reativa, uma vez que quando o ilhamento ocorre, os bancos de capacitores são a única fonte de potência reativa. A quantidade de potência reativa que eles produzem está em função da tensão e, uma vez que a tensão muda, a potência reativa gerada pelo banco de capacitores também mudará, o que mudará ainda mais a tensão.
- Método baseado em Wavelets: Este método pode detectar a ocorrência de ilhamento a partir das medições locais da tensão e corrente no PAC, como no caso de métodos passivos, avaliando também os componentes de alta frequência injetados pelo inversor. A Transformada Wavelet Discreta (TWD) é uma ferramenta de processamento de sinal, utilizada por esse método, que pode ser aplicada quando

os harmônicos que variam no tempo devem ser avaliados. Essa técnica tira proveito da localização de tempo e frequência da TWD aplicada aos componentes de alta frequência introduzidos pelo inversor no PAC para obter a localização temporal da condição de ilhamento. A vantagem deste método é que ele se adapta aos sistemas fotovoltaicos de baixa tensão e potência, onde um número reduzido de sensores está disponível e a carga computacional e complexidade do algoritmo para detectar o ilhamento deve ser minimizada (Menezes et al., 2018).

2.3 NORMAS SOBRE DISTORÇÃO HARMÔNICA

Nos Procedimentos de Rede, em seu submódulo 2.8, estão contidos os critérios de distribuição de energia que englobam o nível máximo de distorção harmônica de tensão possível em um sistema brasileiro (ONS, 2019). Os limites de Taxa de Distorção Harmônica Total de Tensão (DHTv) foram determinados, agregando-se a experiência de diversos países e estudos harmônicos obtidos nos últimos anos por grandes empresas do sistema elétrico brasileiro.

As principais normas nacionais e internacionais de referências são:

- Norma IEEE Std. 519-2014 (IEEE..., 2014)
- Norma IEC 61000-2-2 (61000-2-2, 2018)
- Procedimento de Rede - Submódulo 2.8 (ONS, 2019)

Cada um deles indica limites máximos de acordo com seus critérios. Abaixo são descritos resumidamente os limites estipulados por cada uma das normas de referências.

2.3.1 NORMA IEEE STD. 519-2014

A norma IEEE Std. 519-2014 (IEEE..., 2014) baseia-se no fato de que não interessa ao sistema o que ocorre dentro de uma instalação, mas sim o que ela reflete para o exterior, ou seja, para os outros consumidores conectados à mesma instalação.

A norma aborda o conceito de responsabilidade compartilhada, ou seja, a concessionária se compromete a atender os limites de distorção de tensão, por sua vez, todos os consumidores ficam responsáveis pelo controle da injeção de correntes harmônicas dentro dos limites estabelecidos. As recomendações oferecidas pela norma não se aplicam a equipamentos individuais, pois levam em conta apenas o nível global de distorção

de uma instalação, medida no ponto de conexão do consumidor à rede de distribuição (IEEE..., 2014).

Essa norma determina os valores máximos de distorção harmônica individual de tensão e os valores de distorção harmônica total presentes em uma barra. Tais limites estão descritos na Tabela 1.

Tabela 1: Limites de distorção harmônica na tensão

Tensão	Harmônicas Individual	DHTv
$V < 69kV$	3,0%	5,0%
$69kV < V < 161kV$	1,5%	2,5%
$V > 161kV$	1,0%	1,5%

2.3.2 NORMA IEC 61000-2-2

Esta norma trata dos distúrbios conduzidos de baixa frequência e níveis harmônicos em redes de baixa tensão monofásicas e trifásicas com tensões nominais de 240 e 415V, respectivamente (61000-2-2, 2018). Os limites apresentados são para Taxa de Distorção Harmônica Individual de Tensão (DHIv), sendo que o valor máximo destes harmônicos varia de acordo com a ordem do harmônico. Uma distorção harmônica total máxima também é apresentada. A Tabela 2 apresenta os valores descritos.

Tabela 2: Limites de harmônicos individuais em sistema de baixa tensão

Ordem Ímpar	Tensão harmônica (%)	Ordem ímpar múltiplo de 3	Tensão harmônica (%)	Ordem par	Tensão harmônica (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3	21	0,2	8	0,5
17	2	>21	0,2	10	0,2
19	1,5	-	-	12	0,2
23	1,5	-	-	>12	0,2
25	1,5	-	-	-	-
>25	$0,2 + 1,3 \times 25/h$	-	-	-	-
DHTv (até o 40° harmônico) = 8%					

2.3.3 PROCEDIMENTO DE REDE - SUBMÓDULO 2.8

Os Procedimentos de Distribuição - PRODIST são documentos com caráter normativo elaborados pela ANEEL que tem como objetivo principal a padronização das atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O PRODIST contém nove módulos, sendo que um deles responsável por tratar das questões referentes à qualidade da energia elétrica Módulo 8. Neste módulo é possível encontrar diretrizes para cada um dos distúrbios que interferem na QEE do sistema elétrico (ONS, 2019).

No que se refere as harmônicas, o módulo 8 se limita a tratar das distorções harmônicas de tensão, indicando valores de referência para DHT_v e DHI_v . Nada é abordado a respeito das distorções harmônicas de corrente.

Em se tratando de critérios para medição, é importante destacar o fato de que, para os sistemas elétricos trifásicos as medições devem ser feitas através das tensões fase-neutro para os sistemas estrela aterrada e fase-fase para as demais configurações.

As Tabelas 3 e 4 apresentam os valores de referência da DHT_v e distorções harmônicas individuais, respectivamente.

Tabela 3: Valores de Referência Globais das Distorções Harmônica Totais (em Porcentagem da Tensão Fundamental)

Tensão Nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (%)
$V_n \leq 1kV$	10
$1kV < V_n \leq 13,8kV$	8
$13,8kV < V_n \leq 69kV$	6
$69kV < V_n \leq 230kV$	3

2.4 NORMAS APLICÁVEIS DE ILHAMENTO

A norma IEEE 929, *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems* (IEEE-STD.929., 2000), contém orientações para garantir a operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Esse documento inclui orientações relacionadas à segurança, proteção dos equipamentos, qualidade de energia e operação do sistema da concessionária. Adicionalmente, fornece informações relacionadas a ilhamento dos sistemas fotovoltaicos, bem como técnicas para evitá-los. Apesar de ter sido bem utilizada para sistemas fotovoltaicos, atualmente essa norma está obsoleta.

Tabela 4: Níveis de Referência Para Distorções Harmônicas Individuais de Tensão (em Porcentagem da Tensão Fundamental)

Ordem Harmônica		Distorção Harmônica Individual de Tensão			
		$V_n \leq 1kV$	$1kV < V_n \leq 13,8kV$	$13,8kV < V_n \leq 69kV$	$69kV < V_n \leq 230kV$
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5%	6%	4,5%	2,5%
	7	6,5%	5%	4%	2%
	11	4,5%	3,5%	3%	1,5%
	13	4%	3%	2,5%	1,5%
	17	2,5%	2%	1,5%	1%
	19	2%	1,5%	1,5%	1%
	23	2%	1,5%	1,5%	1%
	25	2%	1,5%	1,5%	1%
	>25	1,5%	1%	1%	0,5%
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5%	5%	4%	2%
	9	2%	1,5%	1,5%	1%
	15	1%	0,5%	0,5%	0,5%
	21	1%	0,5%	0,5%	0,5%
	>21	1%	0,5%	0,5%	0,5%
Pares	2	2,5%	2%	1,5%	1%
	4	1,5%	1%	1%	0,5%
	6	1%	0,5%	0,5%	0,5%
	8	1%	0,5%	0,5%	0,5%
	10	1%	0,5%	0,5%	0,5%
	12	1%	0,5%	0,5%	0,5%
	>12	1%	0,5%	0,5%	0,5%

A norma IEEE 1547, *Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems* (IEEE..., 2009), estabelece critérios e requisitos para interconexão de fontes de geração distribuída ao SEP, tipicamente em linhas de distribuição radiais de tensão primária e/ou secundária, abrangendo todas as tecnologias com capacidade de potência de até 10 MVA.

O objetivo principal da norma é estabelecer as especificações técnicas para a interligação do GD, tais como: desempenho, operação, testes, considerações de segurança e manutenção da interconexão. Também inclui os requisitos gerais, respostas às condições anormais de operação, qualidade de energia, ilhamento, especificações de testes, avaliação de instalação e testes periódicos.

A norma brasileira NBR 62116, Procedimento de Ensaio de Anti-ilhamento para Inversores de Sistema Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, tem como base a norma IEC 62116 (62116, 2012) e é válida desde 6 de Abril de 2012.

O propósito dessa norma é fornecer um procedimento de teste para avaliar o desempenho dos métodos anti-ilhamento utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Apesar de avaliar os sistemas fotovoltaicos, ela também pode ser aplicada, com pequenas alterações, para avaliar inversores utilizados com outras fontes de energia.

2.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foram abordadas técnicas relacionadas a análise de responsabilidade pela contribuição harmônica e detecção de ilhamento. Em relação a análise de responsabilidade foram abordados os métodos quantitativos e qualitativos. Como apresentado, os métodos quantitativos são mais vantajosos pois identificam o valor da distorção harmônica gerada por cada um dos lados do sistema, enquanto as técnicas qualitativas apenas apontam o lado do gerador principal.

Em relação aos métodos quantitativos foi observado que eles são baseados na impedância do sistema. Diante disto torna-se necessário estimar a impedância harmônica, que pode ser obtida a partir de técnicas invasivas e não invasivas. As técnicas invasivas inserem distúrbios no sistema elétrico para estimar a impedância harmônica, que podem prejudicar a QEE do sistema. Porém comparado com as técnicas não invasivas, possuem maior confiabilidade na estimação da impedância.

Como visto, existem quatro tipos de técnicas utilizadas na detecção de ilhamento: técnicas remotas, técnicas locais passivas, ativas e híbridas. As técnicas remotas e híbridas são as mais confiáveis e apresentam melhor desempenho, pois possuem uma ZND quase nula ou nula, porém apresentam custo elevado.

As técnicas locais passivas e ativas, são as mais utilizadas. A maior vantagem da técnica passiva, sobre as outras, é que ela não interfere na operação do gerador distribuído, no entanto, é a que possui maior zona de não detecção. As técnicas ativas apresentam menor ZND comparada as técnicas passivas, mas podem comprometer a QEE.

Por fim, neste capítulo foram apresentadas as normas aplicáveis para distorção harmônica e detecção de ilhamentos. Essas normas serão utilizadas como referências de valores de QEE, procedimentos de avaliação, segurança e teste nos capítulos seguintes.

3 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE CONTRIBUIÇÃO HARMÔNICA E DETECÇÃO DE ILHAMENTO

Esse capítulo apresenta as metodologias propostas que serão utilizadas na detecção do ilhamento e na avaliação da fonte harmônica. Nessas metodologias utiliza-se de técnica ativa onde há injeção de um pequeno sinal na rede elétrica para estimar a impedância mesmo em circuitos com presença de componentes harmônicos. Essa técnica estima a impedância do sistema através da injeção de um distúrbio como fonte de tensão ou corrente.

A impedância é estimada através da Transformada Discreta de Fourier de Janela Deslizante (do inglês, *Sliding Window Recursive Discrete Fourier Transform*) (SWRDFT) e sua versão modificada que filtra os harmônicos contidos na rede, antes da injeção do sinal de distúrbio.

A seguir são apresentadas as principais características do método de estimação de impedância proposto em (MONTEIRO et al., 2017).

3.1 SINAL DA GAUSSIANA MODULADA (SGM)

Para esta dissertação a forma de onda escolhida para ser injetada na rede elétrica, foi o sinal do SGM. A função Gaussiana é reconhecida como aquela que apresenta a melhor resolução tempo frequência (RIBEIRO et al., 2013), e por isso é um candidata natural para ser injetada como sinal de distúrbio no sistema. O SGM é o produto de uma função gaussiana com um cosseno, ou seja, é um função gaussiana modulada por função cosseno. Esse será o sinal utilizado na estimação da impedância e sua equação pode ser definida por:

$$\psi(t) = Ge^{\left(k\pi h f_1 \frac{-t^2}{2}\right)} \cos(2\pi h f_1 t), \quad (3.1)$$

onde f_1 é a frequência fundamental em Hz, h é a ordem do componente harmônico e G é o ganho que controla a energia do sinal injetado.

Matematicamente, (3.1) possui tempo de duração infinito, porém, a partir de um determinado instante de tempo, a energia do sinal pode ser desconsiderada. Na prática, o sinal injetado na rede é truncado pela aplicação de uma janela retangular que limita a duração temporal do mesmo. O sinal injetado na rede é expresso por:

$$\psi_w(t) = Ge^{\left(k\pi h f_1 \frac{-t^2}{2}\right)} \cos(2\pi h f_1 t) \cdot w(t), \quad (3.2)$$

em que $w(t)$ representa a janela retangular com amplitude unitária no intervalo $-T_w < t < T_w$ e zero para os demais instantes de tempo, sendo T_w o período de meio ciclo da componente fundamental. A função $w(t)$ é uma janela de curta duração, devido ao rápido decaimento do termo exponencial. O parâmetro T_w é escolhido de modo que 95% da energia do sinal definido em (3.1) esteja contida dentro da janela. Desta forma, para efeito de simplificações de análise, a equação (3.2) pode ser aproximada por (3.1) (OPPENHEIM; WILLSKY & NAWAB, 2010).

A variância da gaussiana é diretamente proporcional ao valor de T_w . Portanto quanto menor a variância, menor poderá ser o tamanho da janela considerada. A variância do sinal, expresso pela equação (3.1), é dada por:

$$\sigma^2 = \frac{1}{2k\pi f_1 h}, \quad (3.3)$$

sendo k o parâmetro de controle do decaimento do sinal.

Nota-se que k é inversamente proporcional à variância, ou seja, com h e f_1 constantes, à medida que k aumenta, a variância diminui. Analisando a equação (3.1), quando a variância diminui, o sinal tem um decaimento mais rápido. Então, o aumento do k faz com que o decaimento do sinal aconteça de maneira mais abrupta, como mostrado na Figura 11. Nessa figura são mostradas as curvas definidas em (3.1), para diferentes valores de k e para $h = 25$.

Através dessa figura nota-se que o decaimento é menor para o menor valor de k e maior para o maior valor do mesmo, como dito anteriormente. Essa análise é importante para definir o valor de k de forma a estabelecer 95% de energia no sinal, para um dado valor de T_w escolhido.

Esse valor de energia é considerado baseando-se na teoria de probabilidade (PEEBLES, 2001), onde uma função gaussiana possui 95% de sua área entre os pontos -2σ e 2σ .

Nesse trabalho o tamanho da janela é considerado fixo ($2T_w$) e igual a 8,33 *ms*.

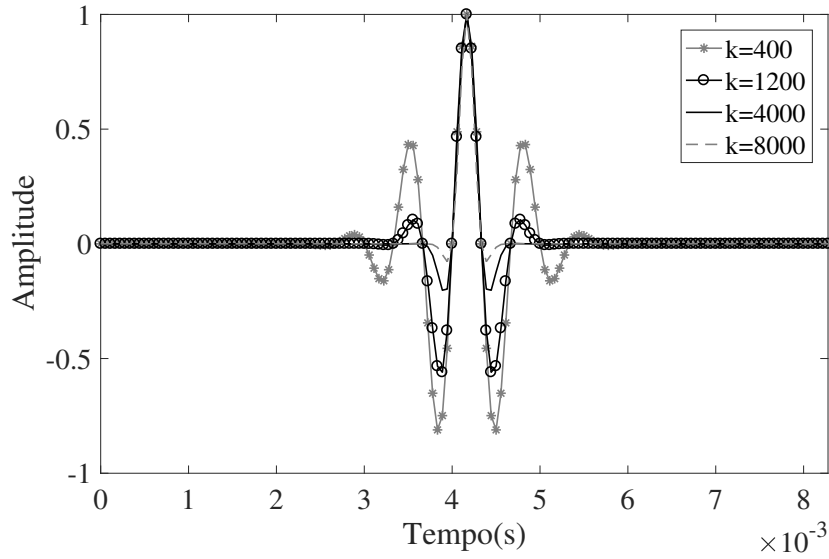


Figura 11: Curvas do SGM para diferentes valores de k .

Então a equação (3.1) tem seu valor de variância alterado para:

$$\sigma_e^2 = \frac{1}{2k\pi h f_1}, \quad (3.4)$$

onde σ_e^2 é a variância da função de energia da gaussiana.

Com isso define-se k através da equação (3.5) que é deduzida de (3.4)

$$\sigma_e = \sqrt{\frac{1}{2k\pi h f_1}} = \frac{T_w}{2}. \quad (3.5)$$

Para $T_w = 8,33/2ms$, $h = 1$, $f_1 = 60Hz$, tem-se:

$$\frac{8,33 \cdot 10^{-3}}{4} = \sqrt{\frac{1}{2khf_1\pi}} \rightarrow k \approx 611,64(rad.s)^{-1} \quad (3.6)$$

Esse valor k é o menor valor para que os SGMs tenham 95% de energia. O próximo passo, após a definição do valor de k , é analisar os SGMs injetados na rede.

3.2 INJEÇÃO DO SGM NA REDE

Apesar desse trabalho não ter o objetivo de discutir sobre detalhes técnicos da construção do dispositivo de injeção de sinais, nesta seção são abordadas algumas formas de como os sinais podem ser injetados na rede. A injeção pode ser feita por fonte de corrente ou tensão, como mostrado nas Figuras 12 e 13.

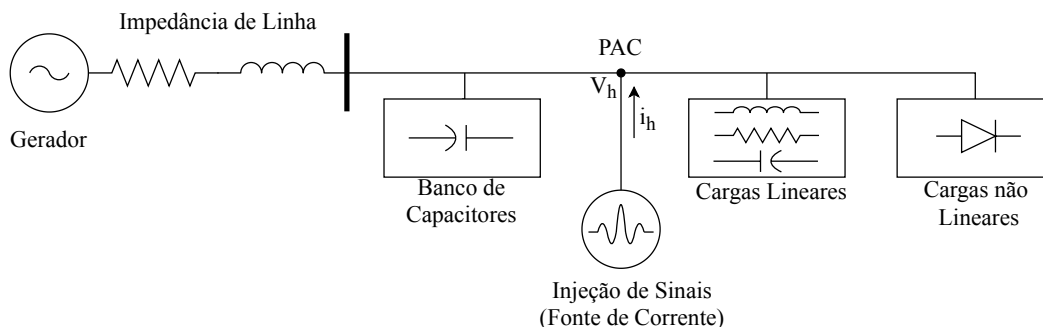


Figura 12: Injeção de sinais na rede utilizando fonte de corrente.

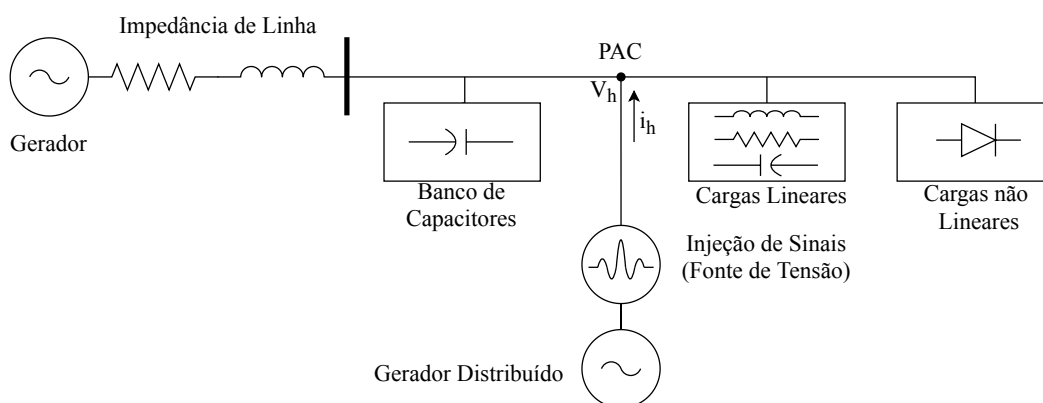


Figura 13: Injeção de sinais na rede utilizando fonte de tensão.

Em ambas as figuras é mostrada a rede com o gerador principal, a impedância da linha, banco de capacitores, cargas não-lineares e lineares, e as fontes de injeção dos sinais.

A fonte de corrente é inserida no circuito, em paralelo com o gerador, as cargas e o banco de capacitor. O circuito pode ser elaborado de modo a ser inserido em alguma parte da rede, sem a necessidade de haver outro dispositivo conectado àquela parte ou região.

Já a fonte de tensão, que injetará os sinais, necessita estar em série com uma outra fonte de tensão sincronizada com a tensão da rede. Este modelo é muito adequado quando existe geração distribuída na rede com conversores de potência. Estes dispositivos podem ser utilizados para injetar o sinal de distúrbio, juntamente com o sinal de tensão da geração distribuída.

Em ambas as formas de injeção, os sinais devem ser controlados de forma a não provocar distúrbios significativos na rede, pois eles podem comprometer a segurança e a qualidade de energia. Caso o sinal seja injetado por fonte de tensão o distúrbio provocado por ele é maior em frequências próximas à ressonância. Essas regiões fazem com

que o valor da impedância se torne maior (antirressonância) ou menor (ressonância) em relação aos outros pontos na frequência. No caso de ressonância, o valor da resistência é menor, gerando uma corrente de distúrbio com valor elevado. No caso do sinal ser injetado por fonte de corrente, o distúrbio terá maior intensidade na antirressonância, pois como o valor de impedância é maior, o valor da tensão do distúrbio também será maior. Portanto, deve-se atentar para redes com a presença de ressonância e antirressonância, pois os sinais podem provocar altos distúrbios na tensão e na corrente. Sendo a anti

Os SGM são injetados em sequência de pulsos, separados por um intervalo de tempo denominado como "período de silêncio". O período de silêncio é um período de tempo onde não há injeção de sinais, tendo sua duração dependente da rede. É importante analisar esse período para que o transitório, provocado na rede por um SGM, não interfira na estimação da impedância quando o próximo sinal for injetado. A Figura 14 ilustra quatro sinais com diferentes frequências e com duração de $8,33\text{ ms}$. Nota-se que os sinais possuem mais ondulações à medida que a ordem harmônica aumenta.

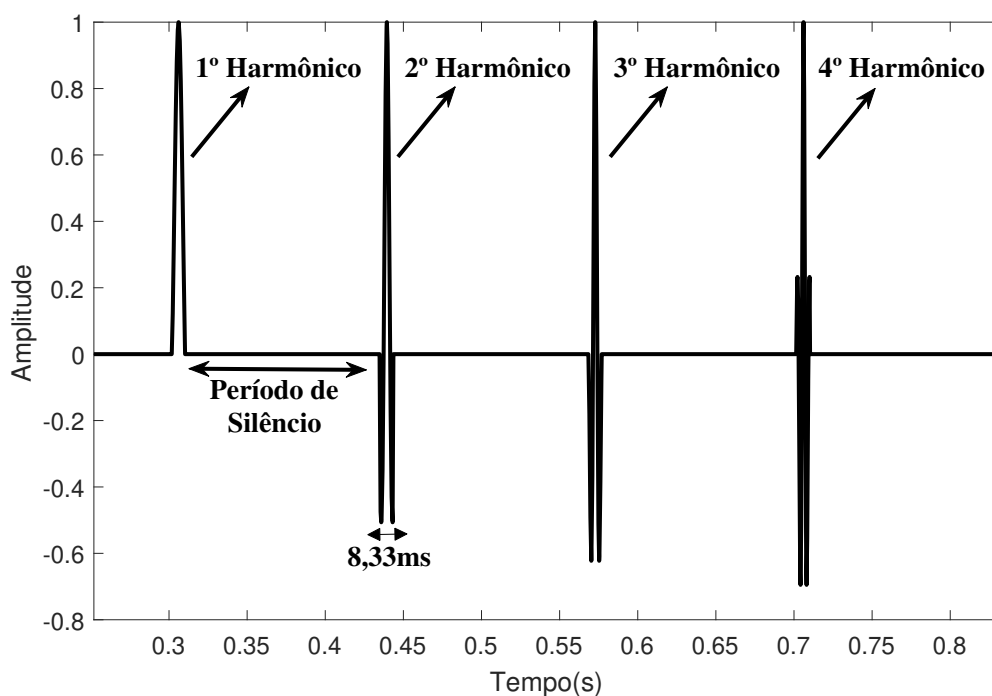


Figura 14: Sequência de sinais da SGM.

Neste trabalho a injeção da SGM é feita das duas formas. Para detecção de ilha-mento será utilizado a injeção usando fonte de tensão, e para verificação de contribuição harmônica é utilizado injeção por fonte de corrente.

3.3 OBTENÇÃO DA IMPEDÂNCIA HARMÔNICA

A tensão e a corrente no ponto de medição são monitoradas e ambos os sinais passam pelos filtros SWRDFT e SWRDFT Modificada (MONTEIRO et al., 2018). A saída do primeiro filtro é subtraída da saída do segundo e o resultado dessa diferença são as componentes dos parâmetros em frequência do sinal injetado no sistema, como apresentado na Figura 15.

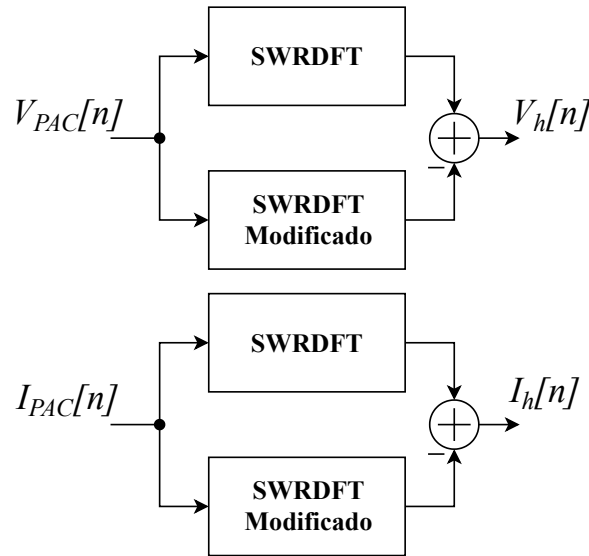


Figura 15: Representação da estrutura de filtros SWRDFT e SWRDFT Modificada.

De posse das componentes em frequência, é possível obter o módulo e fase da impedância no componente harmônico h desejado, representada por $Z(f)$:

$$Z_{eq}(f) = \frac{V_{PCC}(f)}{I_{PCC}(f)} \quad (3.7)$$

Os detalhes de cada filtro são apresentados nas próximas seções.

3.4 SLIDING WINDOW RECURSIVE DISCRETE FOURIER TRANSFORM (SWRDFT)

A SWRDFT é um filtro de janela deslizante, definido em (FABRI et al., 2010). A estrutura deste filtro é mostrada na Figura 16, onde o sinal de entrada $x[n]$ é modulado com as funções cosseno e seno com frequência definidas de acordo com o componente de frequência que se deseja extrair na saída do filtro. Por exemplo, se o sinal $x[n]$ for aplicado no filtro SWRDFT, com alguns componentes harmônicos e deseja-se filtrar o componente de terceiro harmônico, deve-se estabelecer a frequência do seno e cosseno

de modulação igual à frequência do terceiro harmônico.

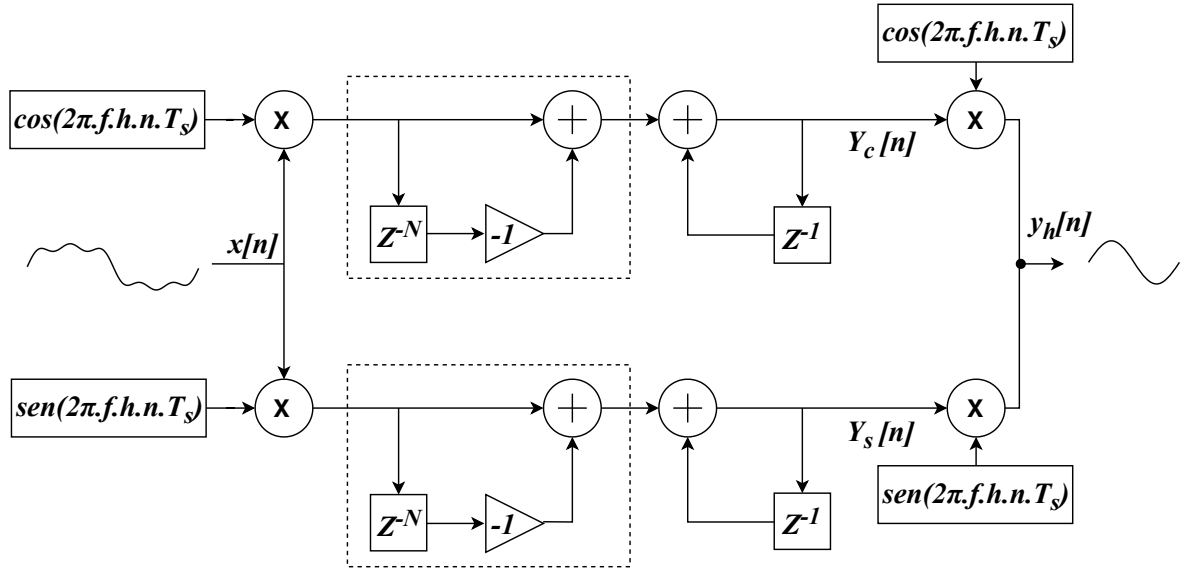


Figura 16: Estrutura da SWRDFT.

Na saída do filtro são obtidos os valores de $Y_c^h[n]$ e $Y_s^h[n]$, denominados como componentes em quadratura. O cálculo desses componentes pode ser efetuado de acordo com (RIBEIRO et al., 2013):

$$Y_c^h[n] = Y_c^h[n-1] + (x[n] - x[n-N])\cos(2\pi f_1 h n T_s) \quad (3.8)$$

$$Y_s^h[n] = Y_s^h[n-1] + (x[n] - x[n-N])\sen(2\pi f_1 h n T_s) \quad (3.9)$$

onde N representa o número de pontos contidos em um ciclo da componente fundamental, f_1 é a frequência fundamental do sistema, h é a ordem harmônica. Com os valores de $Y_c^h[n]$ e $Y_s^h[n]$ pode-se definir os valores de módulo e fase da saída do filtro SWRDFT por:

$$A^h[n] = \sqrt{Y_c^h[n]^2 + Y_s^h[n]^2} \quad (3.10)$$

$$ph^h[n] = \arctg\left(\frac{Y_c^h[n]}{Y_s^h[n]}\right) \quad (3.11)$$

Para reconstruir o sinal no domínio do tempo, utiliza-se os valores de $Y_c^h[n]$ e $Y_s^h[n]$ modulados com as funções de cosseno e seno, respectivamente. A frequência definida nas funções de modulação, nesta parte de reconstrução, é a mesma frequência das funções de modulação definidas para o componente ao qual se deseja filtrar. O resultado é composto de um sinal com transitório de tamanho N amostras, devido a

inicialização do *buffer* contido na estrutura do filtro com esse comprimento.

3.5 FILTRO SWRDFT MODIFICADO

Para a subtração dos harmônicos contidos no SEP, denominados como harmônicos de fundo, aplica-se um segundo filtro, definido como SWRDFT Modificada, conforme ilustrado na Figura 15.

A SWRDFT possui duas partes principais: o estimador e o gerador dos componentes harmônicos sintonizados. Na versão modificada da SWRDFT, quando o sinal de distúrbio é injetado na rede, as atualizações do estimador são desativadas e o estado pré-injeção é mantido constante, reproduzindo o harmônico de fundo contido antes da injeção do distúrbio. Enquanto isso, a versão convencional da SWRDFT continua estimando a amplitude e fase durante os instantes de injeção. Assim, a saída da SWRDFT convencional contém a contribuição dos harmônicos de fundo e do sinal injetado, enquanto que a SWRDFT Modificada contém somente a contribuição dos harmônicos de fundo. Efetuando a subtração da saída de um filtro por outro, tem-se somente a contribuição do sinal injetado na rede (MONTEIRO et al., 2018).

Após o período de injeção, a saída do filtro SWRDFT Modificada volta a estimar os valores de amplitude e fase de cada instante. Esse processo é repetido à medida que os sinais vão sendo injetados na rede, eliminando a contribuição dos harmônicos contidos na rede.

3.6 OS SINAIS INJETADOS E AS FUNÇÕES DE MODULAÇÃO

Para compreender a metodologia de medição de impedância utilizada neste trabalho, considere o caso em que dois sinais SGMs são injetados e as tensões e correntes processadas pelo filtro SWRDFT. Conforme mencionado na seção anterior, os sinais das SGMs são injetados através de fonte de tensão para análise de ilhamento e fonte de corrente para análise de responsabilidade pela injeção de harmônicos. Esses sinais são mostrados na Figura 17, onde são definidos alguns instantes de tempo importantes de se analisar.

Dentre os instantes de tempo, tem-se o instante tr , definido entre o início da função de modulação e o início do sinal de distúrbio. Este período de tempo deve possuir duração maior que um ciclo do componente fundamental, devido às memórias internas do filtro SWRDFT. Durante o período de inicialização, há um transitório com duração

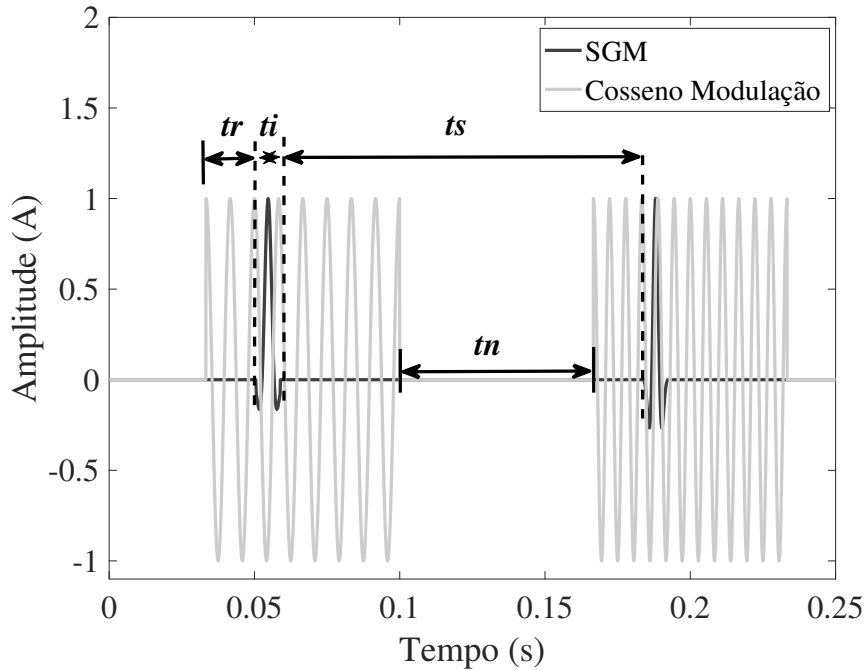


Figura 17: Aplicação do sinal de distúrbio com a função cosseno de modulação em diferentes frequências.

de um ciclo, correspondente ao tamanho do *buffer* do filtro SWRDFT, uma vez que se assume o tamanho da SWRDFT igual a um ciclo da fundamental.

O intervalo de injeção do distúrbio é definido como t_i , onde t_i é $2T_w$, iniciando logo após t_r . Este intervalo deve ser o menor possível, de modo a provocar distorção em um curto período de tempo. Nesta dissertação, é considerado t_i com duração de meio ciclo do componente fundamental. Após a injeção do sinal, as funções de modulação permanecem durante algum tempo, mantendo os valores de amplitude e fase dos sinais injetados na saída dos filtros SWRDFT.

Com a interrupção das funções de modulação, tem-se t_n , em que o sinal de distúrbio e as funções de modulação são nulas. O Tempo de Silêncio (t_s) é escolhido neste trabalho com duração de sete ciclos e meio. Este intervalo foi escolhido de modo empírico, a partir de testes de simulação em redes com ressonância. Nestes testes, percebeu-se que este intervalo de tempo é suficiente para que não haja influência entre os sinais de distúrbio sequenciais.

Analisando-se a injeção do SGM juntamente com a função cosseno de modulação e definindo os intervalos de tempo, pode-se também analisar a saída dos componentes de quadratura do filtro SWRDFT. Esta análise é importante para a definição do intervalo em que os pontos serão considerados para estimação da amplitude e fase. Na Figura

18 são mostradas, como exemplo, as curvas das saídas dos componentes de quadratura Y_c da tensão e corrente, juntamente com o SGM.

Note que após o intervalo de injeção do sinal (t_i), o valor de Y_c permanece constante por um pequeno intervalo de tempo. Esse período é definido como intervalo de aquisição e é o instante em que os dados são analisados. A duração deste intervalo depende das funções de modulação e do SGM, sendo que quanto maior a duração das funções de modulação, maior será a duração do intervalo de aquisição.

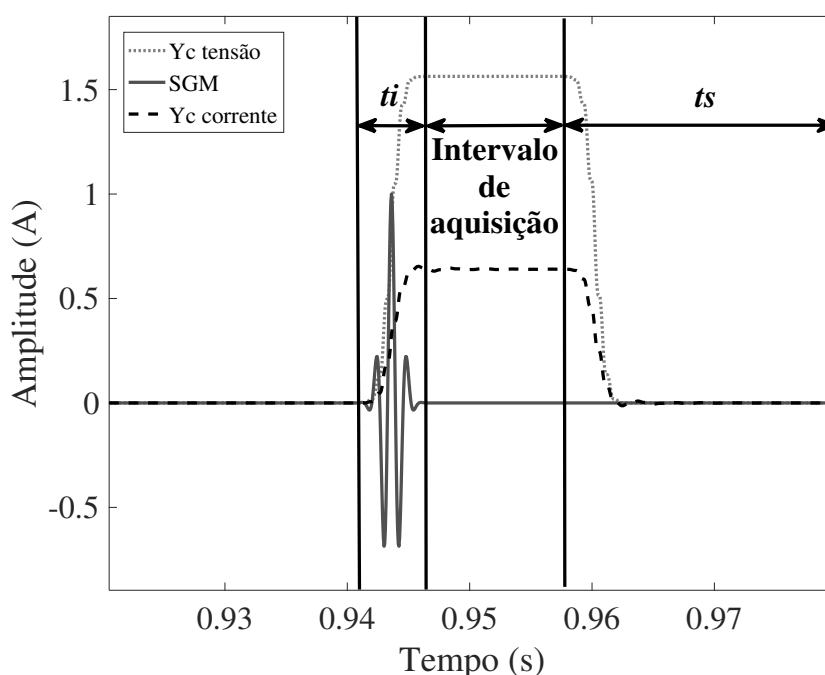


Figura 18: Ilustração do instante de injeção do SGM e do intervalo dos sinais de Y_c da corrente e tensão.

Este intervalo inicia após a injeção do SGM e termina no instante em que as saídas Y_c não permanecem mais constantes. Na verdade, as estimações dos termos em quadratura podem ser contaminadas por transitórios da rede, como, por exemplo, quando o sinal é injetado próximo de ressonância, e como consequência, mesmo no intervalo de aquisição, ele pode apresentar variações, geralmente oscilatórias. Para reduzir o efeito destas variações, a média das estimações, dentro do intervalo de aquisição, é utilizada como estimativa final.

3.7 ROOT MEAN SQUARE RATIO (RMSR)

Como o método para estimar a impedância é baseado na injeção sequencial de pequenos sinais não estacionários, causando distúrbios não estacionários, deve-se atentar

para a distorção causada nesse período de tempo.

Para analisar a distorção causada na rede, o índice denominado de Razão da Raiz Média Quadrática (do inglês, *Root Mean Square Ratio*) (RMSR) é capaz de mensurar o nível de distorção causada pela injeção dos distúrbios. Caso seja aplicado em sistemas elétricos, cuja tensão e corrente são estacionárias, o resultado é igual à Distorção Harmônica Total (do inglês, *Total Harmonic Distortion*) (THD). A Figura 19 mostra o diagrama da estrutura do RMSR, onde são definidas três etapas fundamentais, delimitadas pela região tracejada. A etapa definida como A é composta pelo sinal de entrada e a operação de subtração, da saída do sinal da SWRDFT Modificada, esta etapa é responsável por separar o distúrbio do componente fundamental. Na etapa B, é definido o filtro da SWRDFT Modificada, responsável por filtrar o sinal do componente fundamental. Na etapa C é calculado o valor da Raiz Média Quadrática (do inglês, *Root Mean Square*) (RMS) dos distúrbios injetados na rede elétrica (V_d^2) e do componente fundamental (V_0^2).

Na etapa C, a estimação do RMS (RIBEIRO et al., 2013) é realizada como ilustra o diagrama da Figura 20, sendo definida pela equação:

$$V_{RMS}^2[n] = V_{RMS}^2[n-1] + \frac{1}{M}(x^2[n] - x^2[n-M]), \quad (3.12)$$

em que M é o número de pontos contidos em um ciclo do sinal.

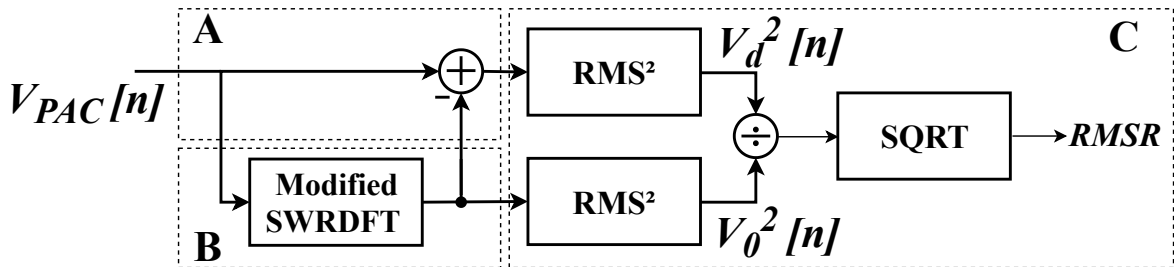


Figura 19: Representação da estrutura RMSR.

Com o objetivo de averiguar a funcionalidade do estrutura do RMSR, foi realizada uma simulação utilizando um sinal harmônico em regime permanente. Para tanto, considera-se o sinal a seguir:

$$v(t) = \cos(\omega t) + \frac{1}{3}\cos(3\omega t) + \frac{1}{5}\cos(5\omega t) + \frac{1}{7}\cos(7\omega t) + \frac{1}{9}\cos(9\omega t) \quad (3.13)$$

Aplicando o RMSR no sinal (3.13), tem-se o resultado como mostrado na Figura

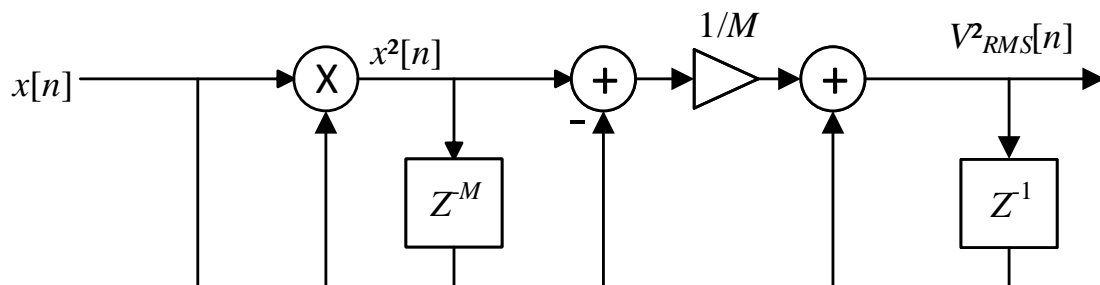


Figura 20: Representação da estrutura RMSR.

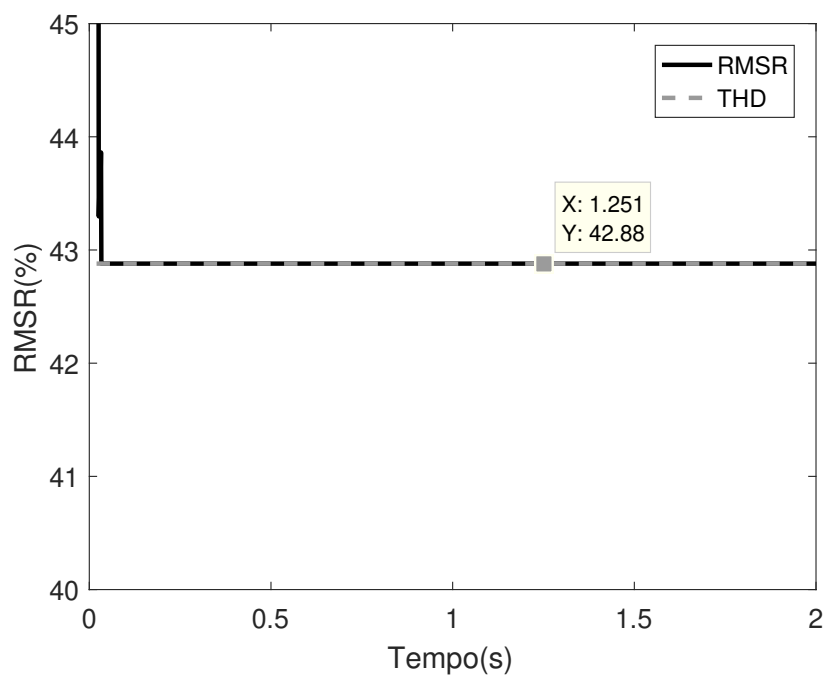


Figura 21: Representação da estrutura RMSR.

21. Considerando o mesmo sinal definido em (3.13) e calculando a THD pela equação

$$THD = 100 \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n V_h^2}}{V_1}, \quad (3.14)$$

tem-se o resultado igual a 42,88%, que é igual ao obtido pelo RMSR. Portanto, o resultado do RMSR, para sinais com harmônicos invariantes no tempo, é igual ao resultado do cálculo do THD. Vale ressaltar que o RMSR possui um transitório inicial devido às memórias presentes nos filtros contidos em sua estrutura.

3.8 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO (*FLICKER*)

Outra degradação que pode ser causada na QEE pela injeção dos pequenos sinais SGM é a flutuação de tensão, que pode gerar o fenômeno denominado de *flicker*. Por isso o *flicker* é também medido neste trabalho para verificar se há ou não degradação neste fator. A flutuação de tensão, pode ser definida como uma série de variações regulares ou irregulares na amplitude da tensão, que muitas vezes causa efeitos de cintilação ("*Flicker*"), que é a impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso. O Apêndice A apresenta maiores detalhes sobre as normas que descrevem o *flicker*.

3.9 METODOLOGIA PROPOSTA PARA AVALIAÇÃO DE CONTRIBUIÇÃO HARMÔNICA

Na IEC61000-3-6 (61000-3-6, 1996), os níveis de emissão individuais e os limites atribuídos são definidos em relação ao impacto de uma determinada carga ou instalação, na distorção harmônica de tensão, medida no ponto de conexão.

Para este propósito, o nível de emissão de corrente harmônica é definido como a corrente harmônica estabelecida entre a instalação da carga considerada e a rede, após a conexão. Por outro lado, o nível de emissão de tensão harmônica é definido como a diferença vetorial entre as tensões harmônicas, medidas no ponto de avaliação, que pode ser o ponto de acoplamento comum (PAC), ou o ponto de conexão ou qualquer outro ponto especificado pelo operador do sistema, quando a instalação está conectada e operando (XU & LIU, 2000).

A Figura 22 mostra um circuito simples, representando a concessionária e o consumidor (JAEGGER, 2009). Neste circuito, \bar{V}_h é o fasor harmônico de tensão no PAC, \bar{I}_h , o fasor de corrente harmônica, \bar{V}_{s0} , o fasor de tensão harmônica de fundo, Z_s e Z_L as impedâncias harmônicas da concessionária e do consumidor, respectivamente. Com a

finalidade de avaliar a distorção harmônica no PAC, os níveis de emissão de corrente e tensão harmônica individuais são calculados por (3.15) e (3.16).

$$\bar{I}_h = \frac{Z_L \cdot \bar{I}_L}{Z_s + Z_L} - \frac{\bar{V}_{s0}}{Z_s + Z_L} \quad (3.15)$$

$$\bar{V}_h = Z_L \cdot (\bar{I}_L - \bar{I}_h) = \bar{V}_{s0} + Z_s \cdot \bar{I}_h. \quad (3.16)$$

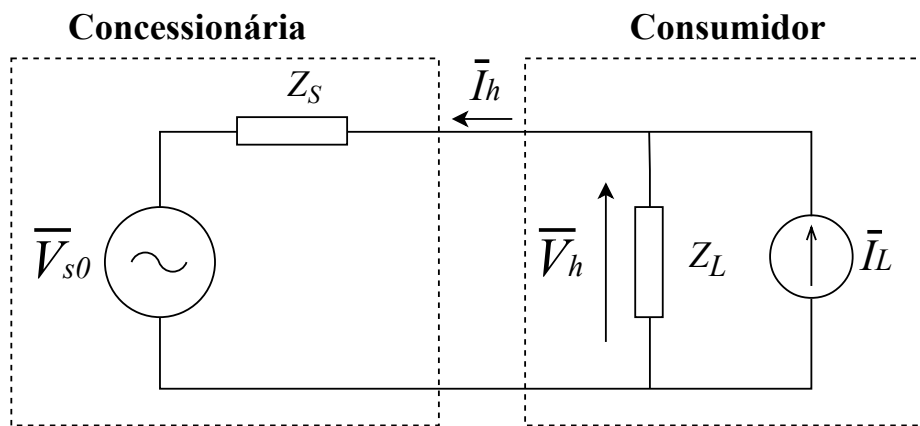


Figura 22: Esquema equivalente para a definição do nível de emissão harmônica individual no PAC.

O primeiro componente de (3.15) é causado pelas fontes harmônicas presentes no consumidor, enquanto que o segundo, resulta da interação entre as fontes harmônicas presentes em outras partes da rede e a impedância harmônica da carga.

O nível de emissão de tensão harmônica corresponde ao valor da corrente harmônica multiplicado pelo módulo da impedância harmônica ($\bar{V}_h = Z \cdot \bar{I}_h$). Assim, é possível representar de forma linear a relação entre a corrente e a tensão do PAC. A Figura 23 mostra um exemplo de curvas típicas de tensão harmônica *versus* a corrente harmônica. As retas de carga e fonte indicam, respectivamente, a impedância harmônica do consumidor e da concessionária da rede elétrica. A partir de pontos que representam os valores de amplitude da tensão e corrente harmônica no PAC, pode-se identificar a responsabilidade pela distorção harmônica no PAC (JAEGER, 2009).

Para analisar a responsabilidade pela distorção harmônica, serão apresentados três diferentes casos: No primeiro caso, a concessionária do sistema é a responsável pela distorção harmônica; no segundo caso, o consumidor é o responsável pela distorção harmônica; e por fim, no terceiro caso, ambos os lados do sistema estão gerando harmônicos no PAC.

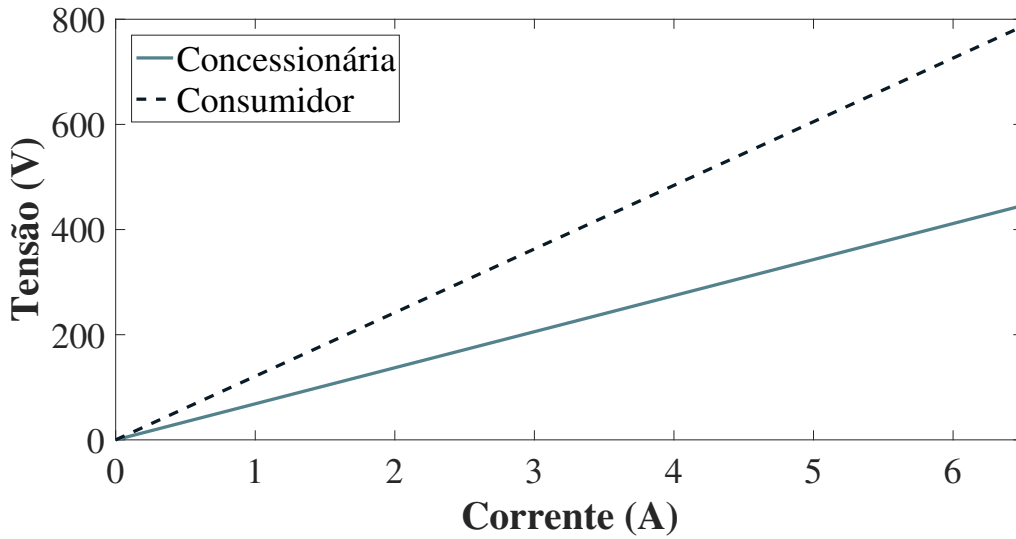


Figura 23: Representação típica da curva de tensão harmônica pela corrente harmônica no PAC, com a inclinação das impedâncias harmônicas da concessionária e do consumidor.

3.9.1 CASO 1: A CONCESSIONÁRIA DO SISTEMA É A RESPONSÁVEL PELA DISTORÇÃO HARMÔNICA

A partir do circuito equivalente da Figura 22 e de (3.16) é possível identificar que, caso o lado da concessionária do sistema seja a fonte harmônica dominante na frequência analisada ($\bar{V}_{s0} \neq 0$ e $\bar{I}_L \approx 0$), a relação linear entre a tensão e corrente no PAC terá o coeficiente angular igual ao módulo da impedância da carga. Logo, os pontos da relação entre amplitude da tensão e da corrente no PAC vão estar sobre, ou próximos da reta da carga. Essa relação pode ser estabelecida por:

$$\bar{V}_h = Z_L \cdot (0 - \bar{I}_h) = -Z_L \cdot \bar{I}_h, \quad (3.17)$$

$$|\bar{V}_h| = |Z_L| \cdot |\bar{I}_h|. \quad (3.18)$$

3.9.2 CASO 2: O CONSUMIDOR DO SISTEMA É O RESPONSÁVEL PELA DISTORÇÃO HARMÔNICA

Caso o lado do consumidor do sistema seja a fonte harmônica dominante na frequência analisada ($\bar{V}_{s0} \approx 0$ e $\bar{I}_L \neq 0$), a relação linear entre a tensão e corrente no PAC terá o coeficiente angular igual ao módulo da impedância da fonte. Logo, os pontos da relação entre a amplitude da tensão e corrente vão estar sobre, ou próximos da reta da fonte. Essa relação pode ser encontrada a partir de (3.16), e pode ser definida por::

$$\bar{V}_h = 0 + Z_S \cdot \bar{I}_h = Z_S \cdot \bar{I}_h. \quad (3.19)$$

$$|\bar{V}_h| = |Z_S| \cdot |\bar{I}_h|. \quad (3.20)$$

3.9.3 CASO 3: AMBOS OS LADOS DO SISTEMA SÃO RESPONSÁVEIS PELA DISTORÇÃO HARMÔNICA

Conforme apresentado em (3.15) e (3.16), caso exista mais de uma fonte de harmônico, ou seja, tanto a concessionária quanto o consumidor estão gerando distorções harmônicas no PAC ($\bar{V}_{s0} \neq 0$ e $\bar{I}_L \neq 0$), os pontos da relação entre tensão e corrente não estarão sobre as retas de impedância. Para encontrar qual é o lado de maior geração de harmônicos no PAC, é necessário encontrar o valor das fontes harmônicas \bar{V}_{s0} e \bar{I}_L do circuito equivalente da Fig. 22. Dispondo dos valores das impedâncias Z_s e Z_L e dos fasores \bar{V}_h e \bar{I}_h no harmônico analisado, aplica-se estes valores em (3.16). Após encontrar todos os fasores das fontes do circuito equivalente, utiliza-se o teorema da superposição para identificar qual é o lado mais proeminente na geração do harmônico analisado.

Como visto, um parâmetro importante para definir a responsabilidade pela distorção harmônica no PAC, é a impedância harmônica do consumidor e da concessionária. Neste trabalho será utilizada a técnica de injeção de pequenos sinais apresentada na Seção 3.3, para estimar as impedâncias de cada um dos lados.

Como exemplo de aplicação da técnica propostas, os três casos apresentados anteriormente serão aplicados no circuito IEEE 15 barras, simulado no Simulink. O IEEE 15 barras é apresentado na Figura 24.

As características de carga e linha deste sistema são apresentadas na Tabela 5 e na Tabela 6, respectivamente. As características da fonte são 13.392 kV e 19.3277° . A frequência é igual a 60 Hz e a tensão base é de 11kV. Para a fonte distribuída, a tensão é de 28,823 kV, a fase é de $-6,2397^\circ$ e a frequência é de 60Hz. A carga 1 e a carga 2 são as cargas contidas entre dois barramentos, especificadas na tabela. Como pode ser visto na Fig. 24, o PAC está localizado entre as barras 2 e 8.

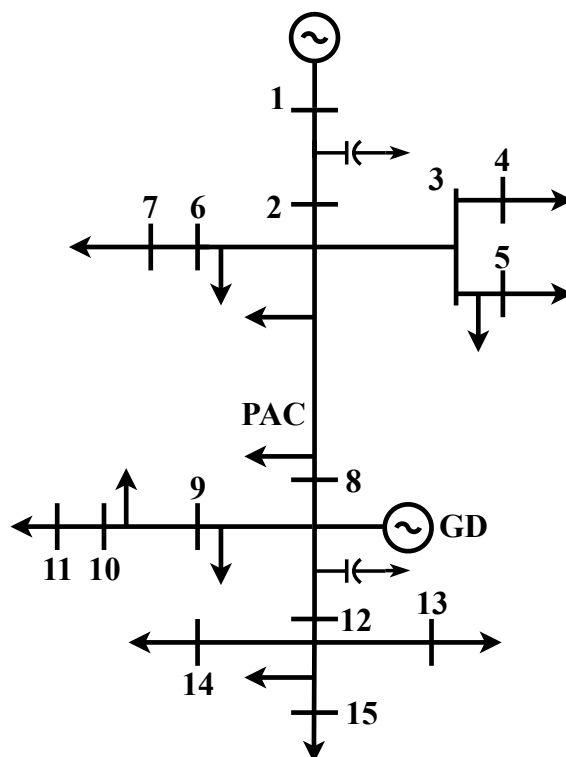


Figura 24: Diagrama do sistema IEEE 15 barras.

Tabela 5: Característica das linhas do IEEE 15 barras

Barra	Res.(Ω)	Ind.(H)
1	0,8929	0,01658
1 - 2	1,35309	0,0035107
2 - 3	1,17024	0,0030363
2 - 9	2,01317	0,0036019
2 - 6	2,55727	0,0045754
9 - 10	1,68671	0,0030178
6 - 7	1,0882	0,0019470
6 - 8	1,25143	0,0022390
3 - 11	1,79553	0,0032125
11 - 12	2,44845	0,0043807
12 - 13	2,44845	0,0043807
4 - 15	1,19702	0,0027258
4 - 5	1,53248	0,0027258
4 - 14	2,23081	0,0039913
Barra-GD	0,9829	0,01658

Tabela 6: Característica das cargas do IEEE 15 barras

Barra	Carga 1		Carga 2	
	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (Kvar)	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (Kvar)
2 - 3	44,1	44,99	70	71,41
2 - 9			70	71,41
10	44,1	44,99		
6 - 7	140	142,82		
7	70	71,41		
8	140	142,82		
3 - 11			70	71,41
11 - 12	140	142,82		
13	70	71,41		
15	70	71,41		
4 - 5	140	142,82		
14	140	142,82		
5	44,1	44,99		

Este sistema foi simulado no *Simulink* com duas diferentes frequências de amostragem, a primeira com $18kHz$ (300 pontos por ciclo) e a segunda com $180kHz$ (3000 pontos por ciclo). Os resultados de amplitude da impedância estimada da concessionária e do consumidor são mostrados nas Figuras 25 e 26, juntamente com suas impedâncias ideais.

Nota-se a partir das Figuras 25 e 26, que as curvas de impedância harmônica, estimadas pelo método de injeção de pequenos sinais, se aproximam das curvas ideais. Este resultado mostra a acurácia do método proposto, que influenciará em uma melhor estimativa da contribuição harmônica, de cada um dos lados do Sistema Elétrico.

Percebe-se que com uma frequência de amostragem de $18kHz$, nas altas frequência o erro é maior comparado com o resultado encontrado em $180kHz$, isso se deve ao fato da simulação digital realizada no *Simulink*, utilizar métodos números de integração, cuja representação para as frequências próximas à frequência de Nyquist, apresenta maiores desvios em relação ao equivalente analógico.

Para analisar o desempenho do método proposto, para determinar a contribuição harmônica, foram realizados três casos. No primeiro caso, somente a concessionária do

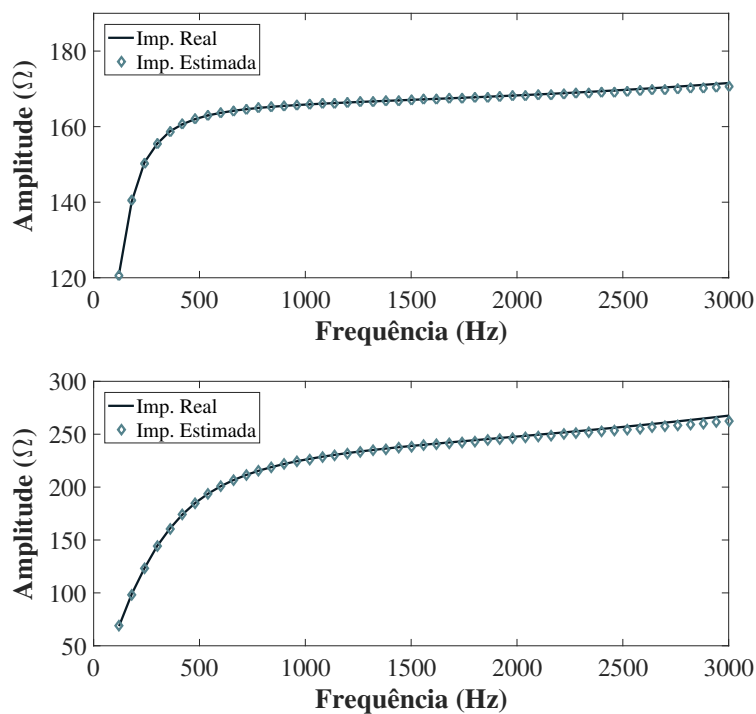


Figura 25: Impedâncias harmônicas estimadas do IEEE 15 barras com 300 pontos por ciclo: (a) Impedância da carga (b) Impedância da fonte.

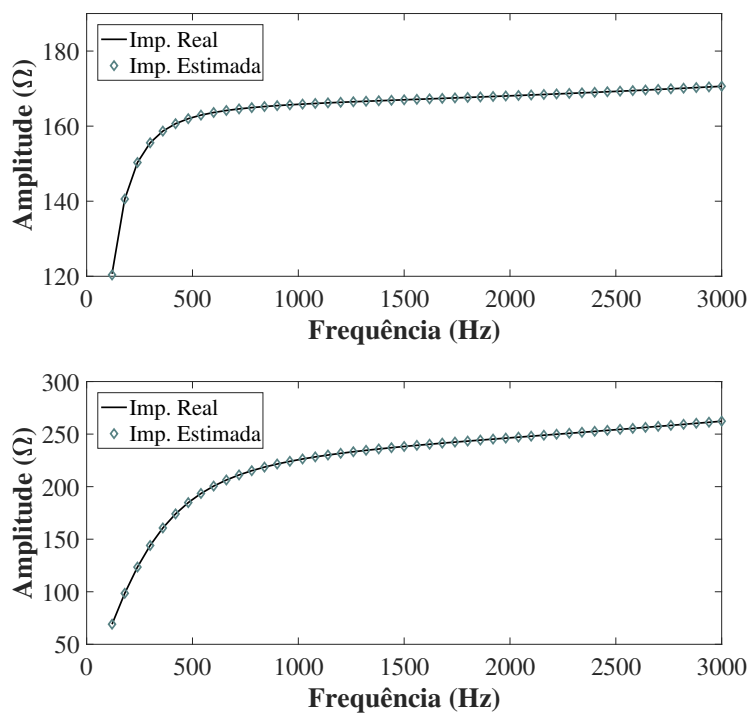


Figura 26: Impedâncias harmônicas estimadas do IEEE 15 barras com 3000 pontos por ciclo: (a) Impedância da carga (b) Impedância da fonte.

sistema na Barra 1 está gerando harmônicos no PAC. No segundo caso, é inserido uma carga não linear na barra 15, que é responsável pela inserção de harmônicos na rede. No terceiro caso, a concessionária e a carga não linear estão injetando harmônicos no PAC. Para todos os casos os valores de tensão e corrente serão medidos entre as barras 2 e 8, considerando o 5º harmônico para análise. Também é considerado um ruído branco de 60dB na medição.

3.9.4 CONCESSIONÁRIA ESTÁ GERANDO HARMÔNICOS NO PAC

No primeiro caso é apresentado o resultado considerando que a concessionaria do sistema, na barra 1, está gerando um 5º harmônico no PAC, com amplitude de 360V e com uma Distorção Harmônica Individual de tensão (DHIv) de 4,0904%.

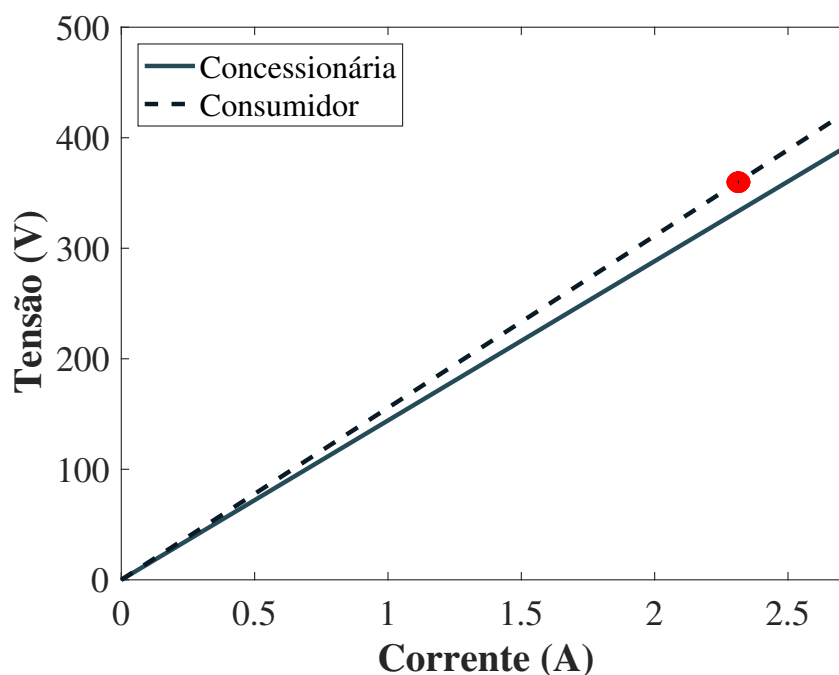


Figura 27: Relação entre tensão e corrente do 5º harmônico.

Na Figura 27, os pontos da relação entre a tensão e corrente no PAC estão sobre a reta com inclinação igual ao módulo da impedância da rede elétrica do consumidor. A partir da análise gráfica proposta, neste caso, a concessionária do sistema é a fonte harmônica dominante nessa frequência. Utilizando o circuito equivalente da Figura 22, a amplitude da tensão encontrada pelo lado da Concessionária, a partir o teorema da superposição, é de 359,9964V.

3.9.5 CONSUMIDOR ESTÁ GERANDO HARMÔNICOS NO PAC

No segundo caso, é adicionado uma carga não-linear conectada a barra 15, do IEEE 15 barras. Essa carga não linear é responsável por gerar no PAC do sistema um 5º harmônico com amplitude de 541,2V, com uma Distorção Harmônica Individual de tensão (DHIv) de 6,1493%.

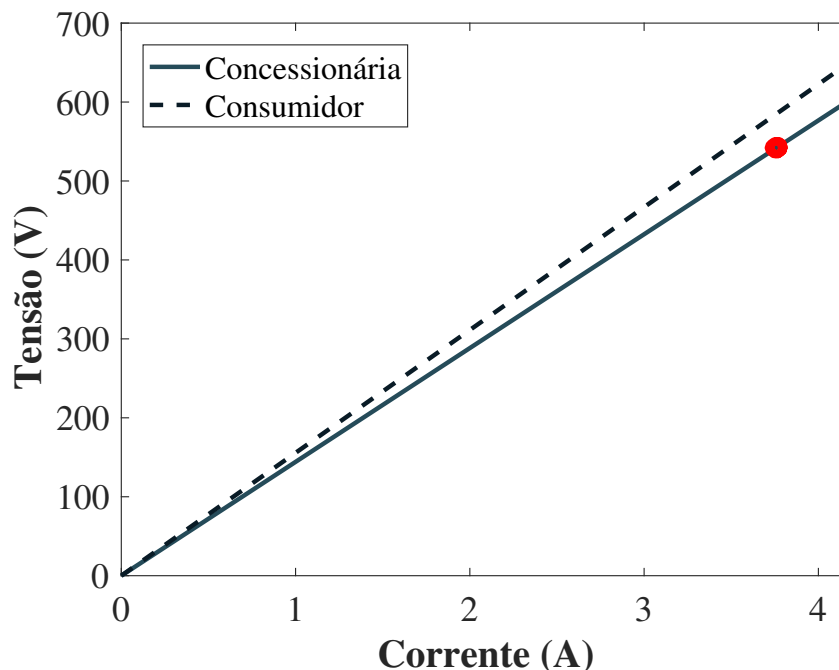


Figura 28: Relação entre tensão e corrente do 5º harmônico.

Na Figura 28 percebe-se que o lado do consumidor atua claramente como um emissor dominante de harmônicos no PAC. Este fato pode ser comprovado pelo agrupamento dos pontos da relação entre a tensão e a corrente, próximos da reta em que a inclinação é igual ao módulo da impedância da concessionária. Utilizando o circuito equivalente da Figura 22, a amplitude da tensão encontrada pelo lado da Concessionária, a partir do teorema da superposição, é de 542,07V, ou seja um erro relativo de 0,1608%

3.9.6 OS DOIS LADOS ESTÃO GERANDO HARMÔNICOS NO PAC

No terceiro caso, é apresentado uma combinação dos dois resultados anteriores, onde a concessionária na barra 1 do sistema gera no PAC 360V, e o consumidor na barra 15 gera 541,2V.

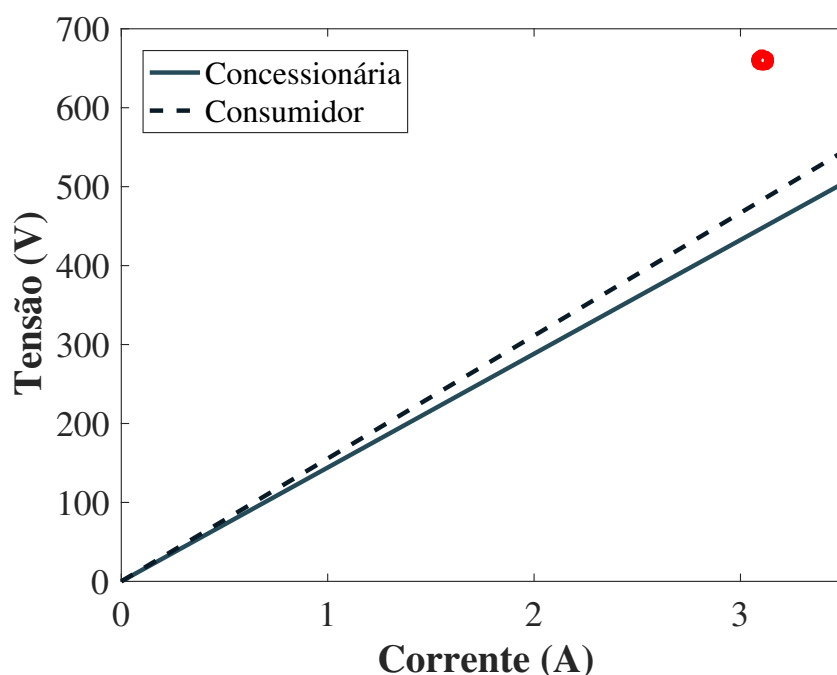


Figura 29: Relação entre tensão e corrente do 5º harmônico.

Os pontos de amplitude da tensão e corrente do 5º harmônico não estão agrupados sobre as retas de impedância. Este resultado significa que a corrente e a tensão harmônica são resultantes das influências combinadas do nível harmônico gerado pela concessionária e pelo consumidor. Utilizando o teorema da superposição no circuito equivalente da Figura 22, a amplitude da tensão harmônica, encontrada pelo lado da Concessionária foi de $360,0175V$, ou seja, um erro relativo de $0,0048\%$. Para o lado do Consumidor foi encontrada uma tensão harmônica no PAC de $541,964V$, com um erro relativo de $0,1412\%$.

Com o objetivo de avaliar a distorção no sinal de tensão, causada pela injeção do SGM no sistema elétrico utilizado para estimar a impedância, o valor RMSR e a flutuação de tensão ("*Flicker*") foram calculados. O resultado encontrado para todos os casos é de $0,12$ p.u de Pst para flutuação de tensão e $0,1266\%$ de RMSR, o que mostra que a injeção do SGM não causa distúrbio significativo no sistema elétrico.

3.10 METODOLOGIA PROPOSTA PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO

Um dos objetivos deste trabalho é a identificação da ocorrência de ilhamento não intencional. Para realizar essa identificação utiliza-se a técnica descrita anteriormente para estimar a impedância, já que a impedância tende a variar significativamente na

ocorrência desse evento. Isso ocorre porque, visto pelo GD, a rede elétrica está em paralelo com as cargas. Como a rede principal tem uma potência de curto-circuito elevada, a impedância da mesma é bem menor em relação às cargas. Com isso, quando a rede é retirada do sistema, isto é, quando a menor impedância é retirada de um sistema com várias impedâncias em paralelo, a impedância equivalente, vista pelo GD varia consideravelmente.

A Figura 30 mostra a metodologia geral utilizada para detectar o ilhamento. Como pode ser visto, o processo se inicia com o contador = 0 e injeta-se o SGM no sistema por meio de uma fonte de tensão em série com o GD, para posteriormente adquirir os sinais de tensão e corrente do sistema no ponto de medição a fim de estimar a impedância Z_h , onde h representa a ordem harmônica.

Após a impedância ser estimada na frequência harmônica desejada, é verificado se o seu valor estimado é maior que um limiar preestabelecido. O valor do limiar deve ser estabelecido como mais próximo do valor da impedância do sistema ilhado para evitar erro na detecção, quando a carga é retirada do sistema. Se a impedância estimada for maior que o limiar, o contador é incrementado, caso contrário, o contador é zerado.

Quando o contador for igual a 3, significa que por três vezes seguidas o valor da impedância estimada foi superior ao limiar. Nesse caso, determina-se que houve o ilhamento.

3.11 MODELO DO SISTEMA ELÉTRICO PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO

Os inversores são projetados para serem conectados à rede em paralelo com a concessionária e serem desconectados quando a mesma não estiver presente. As normas específicas fornecem um circuito para teste dos métodos de detecção de ilhamento, o qual consiste em um inversor trifásico conectado à rede elétrica e uma carga RLC em derivação por fase no PAC. Essa situação é ilustrada pela Figura 31, onde também se encontra o controlador responsável por manter constante a potência ativa fornecida pelo inversor.

3.11.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE O INVERSOR E A REDE

O inversor utilizando nesse trabalho também é conhecido com Voltage Source Converter (VSC) trifásico de dois níveis e o conversor é controlado por três conversores em

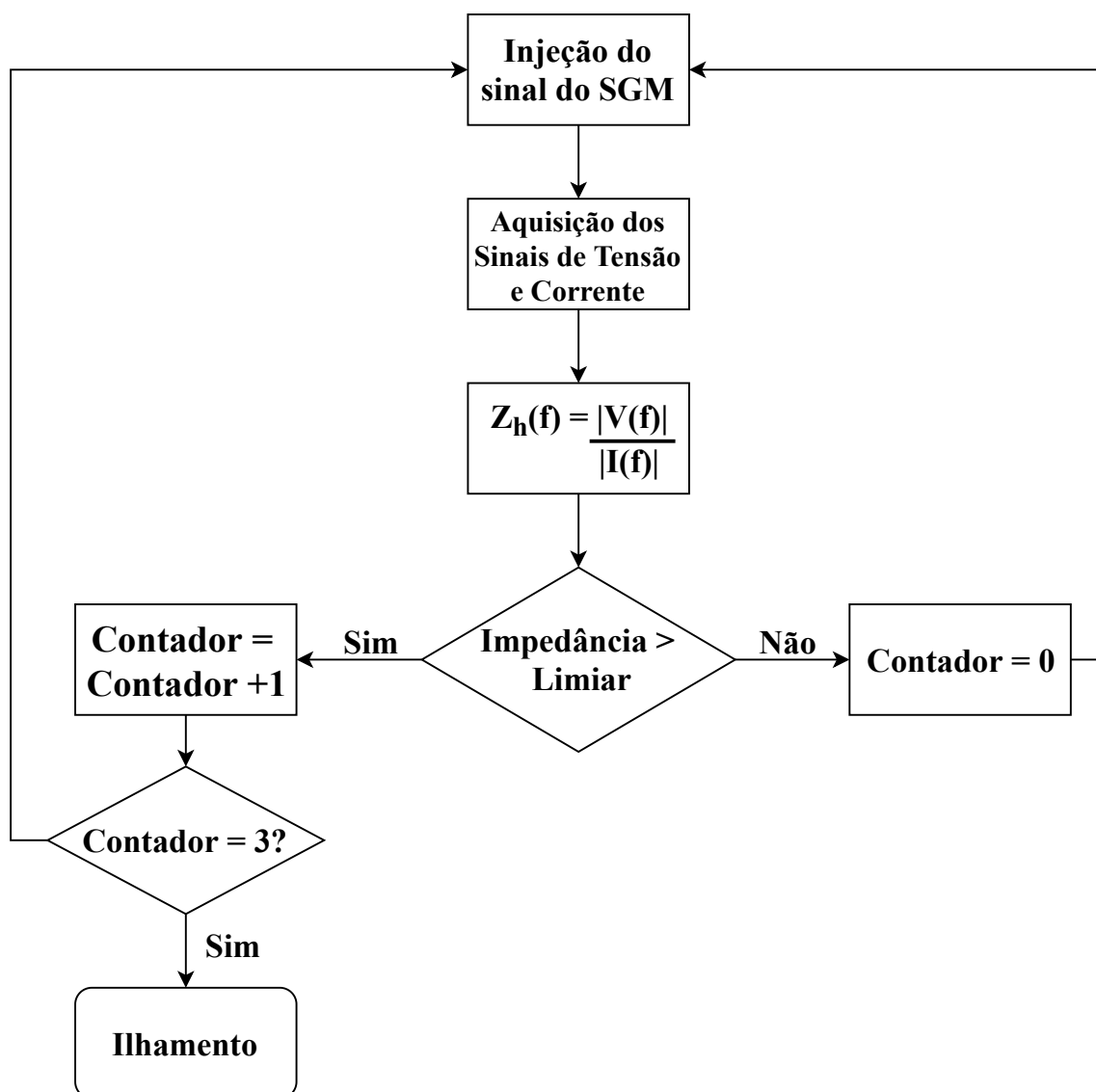


Figura 30: Fluxograma da metodologia proposta para detecção de ilhamento.

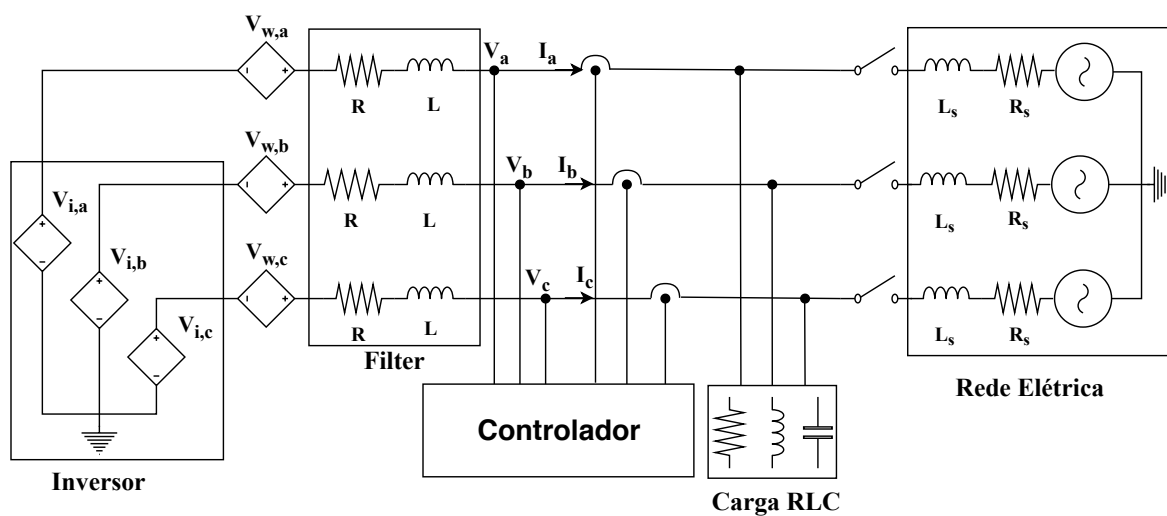


Figura 31: Sistema Abordado.

meia ponte idênticos em paralelo, um por fase. Portanto, cada fase é composta por dois interruptores semi-condutores, geralmente, do tipo Transistores Bipolares com Gatilho Isolado (do inglês, *insulated Gate Bipolar Transistor*) (IGBT), com um diodo em antiparalelo em cada (YAZDANI & IRAVANI, 2010), como mostra a Figura 32.

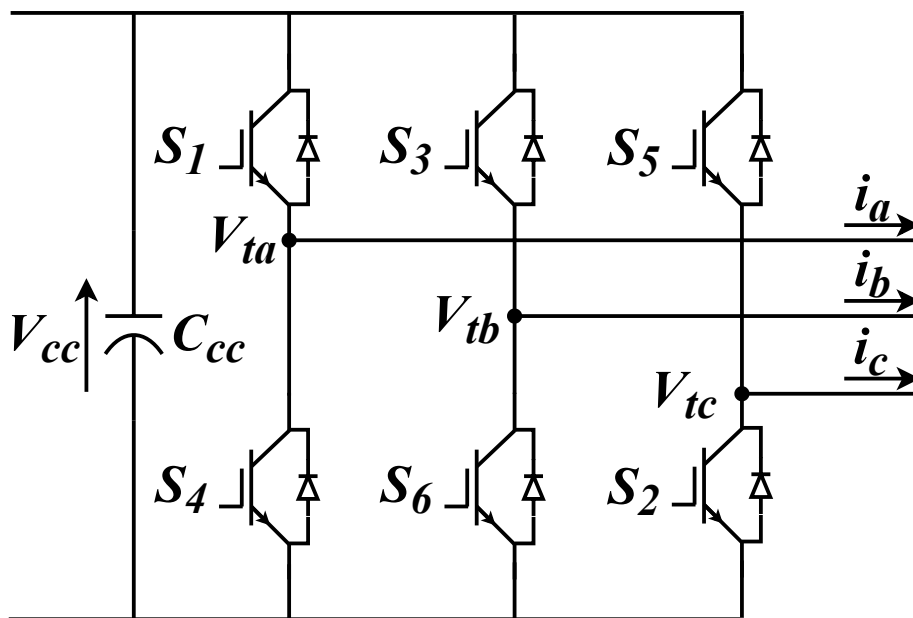


Figura 32: Topologia do conversor CC-CA de interface.

O chaveamento dos interruptores de uma mesma fase é complementar, isto é, quando um dos IGBTs está conduzindo, o outro deve estar bloqueado, evitando curto-circuito que poderia danificá-los.

Existem diversas técnicas de comutação para controlar a magnitude e a fase das tensões sintetizadas. A estratégia mais comum, e que será utilizada neste trabalho, é a Modulação por Largura de Pulso Senoidal (do inglês, *Sinusoidal Pulse Width Modulation*) (SPWM), na qual o sinal de modulação senoidal de frequência desejada é comparado com a portadora triangular de alta frequência. Assim, a frequência de comutação é determinada pela frequência da portadora triangular (YAZDANI & IRAVANI, 2010; MUHAMMAD, 2015). O sinal de modulação senoidal é fornecido pela saída da malha de controle do conversor.

Define-se assim a potência base de curto circuito de $S_b = 1MVA$, tensão fase-fase de $220V$ e uma resistência e indutância série como sendo de $R_s = 0,014\Omega$ e $L_s = 0,383mH$, respectivamente.

3.11.2 DIMENSIONAMENTO DO FILTRO RL DO INVERSOR

Para reduzir a emissão de harmônicos produzida pelo inversor, foi incluído um filtro de primeira ordem RL. O objetivo principal da inclusão do filtro é avaliar a sua influência na metodologia de injeção de pequenos sinais utilizada neste trabalho. O filtro deve ser passa baixa e sua frequência de corte é dada conforme (3.23)

$$\omega_c = \frac{R}{L} \quad (3.21)$$

$$2\pi f_c = \frac{R}{L} \quad (3.22)$$

$$f_c = \frac{R}{2\pi L} \quad (3.23)$$

onde f_c é a frequência de corte do filtro e os componentes passivos do filtro são dados pela resistência R e pela indutância L .

Sabendo que a frequência de interesse do filtro é a frequência da rede elétrica no Brasil ($f = 60Hz$), definiu-se que a frequência de corte será de $f_c = 80Hz$. Dessa forma, para um indutor de $L = 2mH$, obtêm-se um resistor de $R = 1\Omega$.

3.11.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONTROLADOR

O controlador utilizado tem seu diagrama de blocos ilustrado na Figura 33.

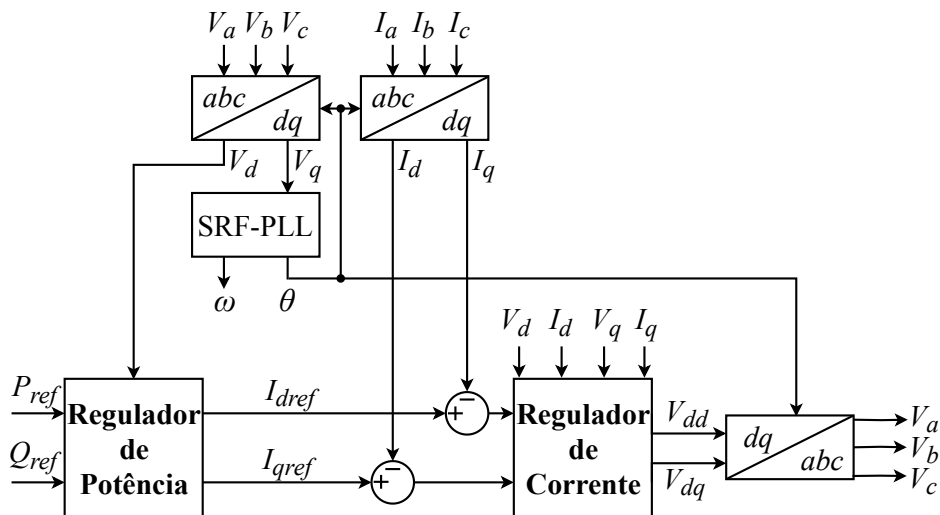


Figura 33: Diagrama de blocos do controle.

A descrição geral sobre o controle utilizado neste trabalho pode ser encontrada no Apêndice C.

3.12 CARGA RLC

Segundo as normas específicas, deve-se estabelecer uma situação em que o GD forneça toda a potência ativa requerida pela carga, ou seja, o fluxo de potência vindo da rede para a carga é praticamente zero. Essa situação é considerada o pior caso para detecção de ilhamento, uma vez que a tensão e a corrente no PAC, praticamente, não sofrem alterações.

A carga também deve possuir frequência de ressonância igual à frequência de operação da rede, que nesse caso é 60 Hz . Caso isso não ocorra, a frequência, na região ilhada, tende a desviar dos limites de operação do inversor, disparando os relés de sub/sobrefrequência do inversor (III et al., 2000).

Os valores de resistência, indutância e capacitância da carga foram calculados a partir dos valores de potência ativa do inversor (P_{ref}) e de seu fator de qualidade (Q_f). O fator de qualidade da carga conectada em paralelo com o conversor e o sistema elétrico deve ser igual a 2,5 e é calculado por:

$$Q_f = R\sqrt{\frac{C}{L}} \quad (3.24)$$

onde R , C e L são a resistência, a capacitância e a indutância da carga por fase, respectivamente.

As equações que foram utilizadas para os cálculos dos componentes da carga são:

$$R = \frac{3V_{PAC}^2}{P_{ref}} \quad (3.25)$$

$$L = \frac{3V_{PAC}^2}{2\pi f P_{ref} Q_f} \quad (3.26)$$

$$C = \frac{P_{ref} Q_f}{2\pi f 3V_{PAC}^2} \quad (3.27)$$

onde f é a frequência fundamental da rede, 60 Hz , V_{PAC} é a tensão eficaz fase-neutro da rede, 127 V . Como $P_{ref} = 3 \text{ kW}$ e $Q_f = 2,5$, obtêm-se: $R = 16,13 \text{ } \Omega$, $L = 17,11 \text{ mH}$ e $C = 411,15 \text{ } \mu\text{F}$.

3.13 SIMULAÇÃO EM HARDWARE IN THE LOOP

Para implementação do método de estimação de impedância é utilizada a aplicação em *Hardware-in-the-loop*, com dois simuladores de alto desempenho: o dSPACE

(DSPACE & ENGINEERING, 2019), utilizado para sintetizar o sinal de injeção e realizar o processamento dos sinais, e o RTDS (RTDS, 2019), onde os SEP são simulados em tempo real.

A simulação em *Hardware in the Loop* (HIL) refere-se à condição em que partes da simulação digital em tempo real foram substituídas por componentes físicos reais, geralmente a parte que se deseja testar. Na presente aplicação o estimador de impedância e o relé de anti-ilhamento foram implementados no dSPACE e a comunicação com a rede elétrica simulada no RTDS se deu através das interfaces de I/O (DAC e ADC).

O dSPACE tem a função de auxiliar na simulação em tempo real de aplicações de processamento de sinais ou controle. Pode ser aplicado no desenvolvimento de automóveis e aeroplanos, com o objetivo de analisar o desempenho do controle empregado nos projetos. Utilizado o dSPACE, pode-se implementar os algoritmos em tempo real de maneira mais rápida e, conseqüentemente, acelerar a análise dos resultados, evitando a implementação dos métodos em microcontroladores. Já o RTDS é um equipamento voltado para implementação em tempo real de redes elétricas.

É mostrado na Figura 34 uma descrição geral da configuração da simulação em HIL nesse trabalho. Nessa figura, observa-se que o cartão analógico de saída (*Giga Transceiver Analogue Output Card*) (GTAO) do RTDS realiza a amostragem dos sinais de tensão e corrente no ponto de medição, que são enviados ao dSPACE para realização do cálculo da impedância. O dSPACE injeta no Loop de simulação do RTDS o SGM utilizado para produzir o distúrbio controlado. Essa inserção é feita pelos canais D/A do dSPACE e A/D do RTDS (*Giga Transceiver Analogue Input Card*) (GTAI).

Desta forma, com o auxílio desse tipo de simulação, estratégias de análise de sistemas podem ser testadas em um ambiente mais seguro, de alta confiabilidade e com condições de simulação que estão mais próximas da realidade. E ainda, contribuições podem ser alcançadas em sistemas simulados dessa forma já que é possível a investigação de novas ideias, novas topologias construtivas de determinados sistemas (JÚNIOR et al., 2019; MONTEIRO et al., 2018). No Apêndice B é apresentando maiores informações sobre a simulação em HIL.

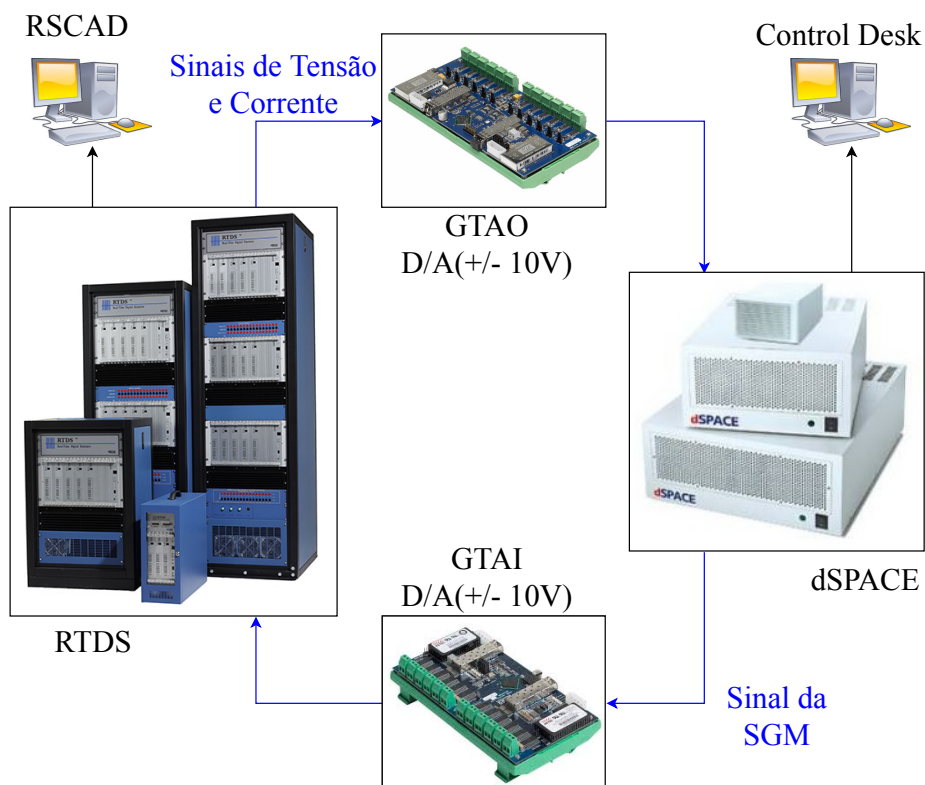


Figura 34: Configuração da simulação em HIL.

3.14 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo, inicialmente, foi discutido uma técnica ativa para estimar a impedância harmônica do sistema. Após a introdução dessa técnica foram apresentadas duas aplicações, sendo elas para identificar a contribuição harmônica gerada em cada lado do sistema elétrico e para detecção de ilhamentos não intencionais.

A técnica utilizada para estimar a impedância é baseada na injeção do sinal do SGM no sistema elétrico. Como foi visto essa injeção pode ser feita a partir de uma fonte de corrente ou por uma fonte de tensão. Os sinais de tensão e corrente distorcidos por essa injeção, são monitorados e processados pelos filtros SWRDFT e SWRDFT modificado, a partir dos quais as impedâncias são estimadas.

Devido a característica não estacionária do sinal injetado no sistema elétrico, a utilização do THD não é eficaz, sendo assim, foi apresentado a técnica RMSR para analisar a distorção na QEE causada pela técnica de estimação de impedância. Neste trabalho também é utilizado o cálculo da flutuação de tensão ("*Flicker*").

4 RESULTADOS

Após definir a metodologia para a estimação da impedância do sistema, pode-se aplicar o método para analisar a contribuição harmônica e identificação de ilhamentos não intencionais. Neste capítulo são apresentados os resultados para a estimação da contribuição harmônica de cada lado do sistema por meio de simulações computacionais utilizando o SIMULINK/MATLAB. Também é apresentado um circuito experimental de bancada para validação de resultados. Neste capítulo também são apresentados os resultados para detecção de ilhamento utilizando HIL, através da conexão entre o RTDS e o dSPACE.

4.1 VALIDAÇÃO DA TÉCNICA DE ESTIMAÇÃO DE IMPEDÂNCIA

Com a definição da metodologia para a estimação de impedância harmônica, foi realizado um experimento em bancada para validar o método. O circuito utilizado para estimar a impedância é formado por três cargas em paralelo, conforme mostrado na Figura 35.

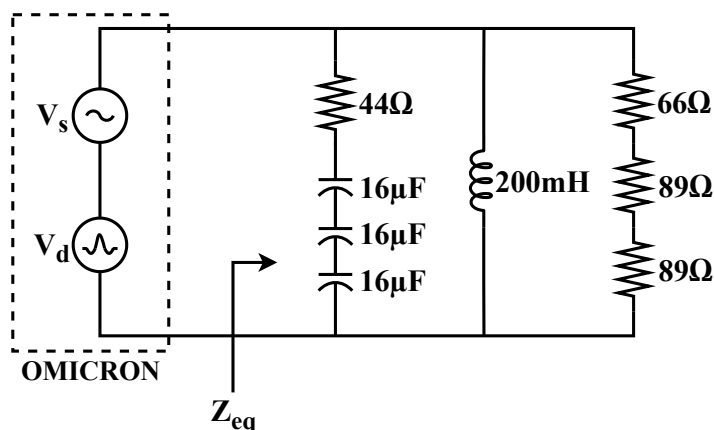


Figura 35: Circuito utilizado para estimar a impedância.

A primeira carga em paralelo é formada por um reostato de 44Ω em série com uma associação de 3 capacitores de $16\mu F \pm 5\%$ em série. A segunda carga é formada por

um indutor de $200mH$. A terceira e última carga é formado por 3 reostatos, sendo dois de 89Ω e um de 66Ω . Na Figura 36 é apresentada a montagem do circuito na bancada.

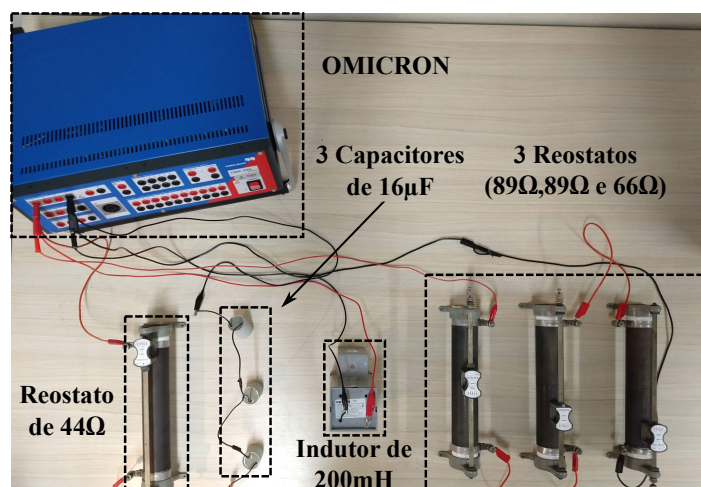


Figura 36: Circuito utilizado para estimar a impedância.

Os sinais da SGM são gerados no MATLAB em formato (.wav), e enviados para a fonte OMICRON 256 plus que lê o arquivo a partir do *Software Test Universe*, que insere o SGM no circuito em série com o sinal de tensão do sistema. A fonte OMICRON 256 plus, é capaz de gerar sinais de tensão de até 500V entre fases e correntes de 25A numa configuração trifásica. Vale destacar que essa fonte apresenta elevada exatidão e precisão dos sinais gerados.

Os sinais de tensão e corrente são medidos pelo osciloscópio YOKOGAWA DL850E, que amostra os sinais em uma alta taxa (até $100k$ amostras/s, sendo nesse trabalho utilizado $100k$ amostras/s). Os sinais são enviados pela rede Ethernet utilizando o protocolo TCP/IP (IPv.6). No *software* DL850EACQ os sinais são visualizados e salvos em um formato padrão fornecido pelos fabricante (.wdf ou .wvf). Os arquivos contendo os sinais são convertidos pelo *software Exviewer* e enviados novamente para o MATLAB, e assim são estimados os valores de impedância utilizando a técnica proposta. A Figura 37 mostra o sinal de tensão e corrente no circuito de teste utilizado para estimar a impedância. Nestes sinais é possível visualizar a distorção causada pela injeção do sinal da SGM no sistema elétrico.

Para comparar os resultados encontrados, gerou-se um sinal na fonte de tensão do circuito, contendo a componente fundamental e as 50 primeiras harmônicas, conforme apresentado na Equação (4.1). Com um ciclo da tensão e da corrente desse sinal, são calculadas a amplitude e fase de cada componente harmônica utilizando o algoritmo da FFT. Assim é possível calcular a amplitude e fase da impedância em cada frequência

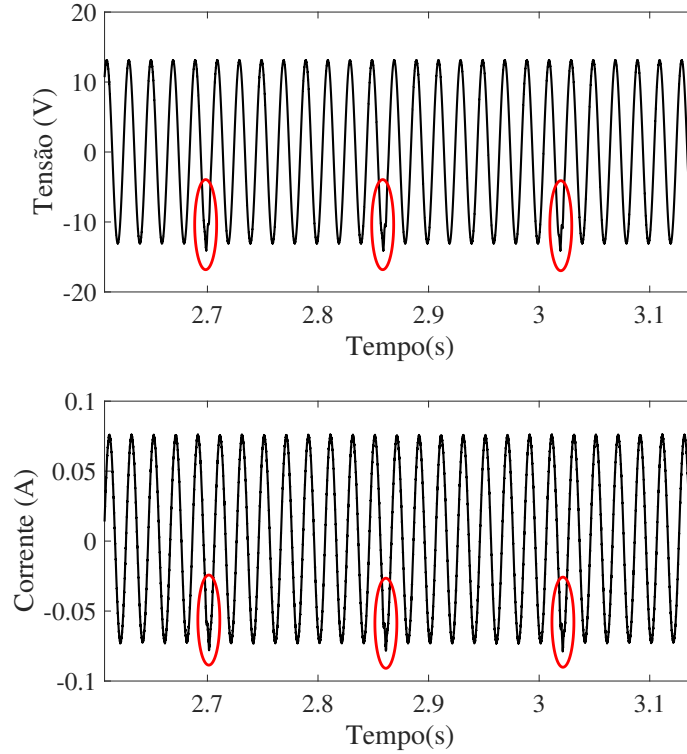


Figura 37: Forma de onda da tensão e corrente com o distúrbio provocado pela injeção do sinal do SGM no sistema.

harmônica, a partir das equações (4.2) e (4.3), respectivamente.

$$v(t) = \sum_{h=1}^{50} \frac{1}{h} \text{sen}(2\pi fht) \quad (4.1)$$

$$Z_{eq}(f) = \frac{|V_h(f)|}{|I_h(f)|} \quad (4.2)$$

$$\text{fase}(Z_{eq}(f)) = \text{fase}(V_h(f)) - \text{fase}(I_h(f)) \quad (4.3)$$

O sinal de corrente e tensão definido pela (4.1) e injetado no circuito é mostrado na figura. Note o alto grau de distorção deste sinal. Os resultados para a estimação da impedância são apresentado nas Figuras 38 (a) e (b), onde são mostradas as curvas de amplitude e fase de $Z_{eq}(f)$.

Assim, observando as curvas de amplitude e fase, percebe-se que os dois métodos possuem resultados próximos considerando todas as frequências harmônicas analisadas. Vale ressaltar que estes resultados são qualitativos entre os dois métodos, uma vez que

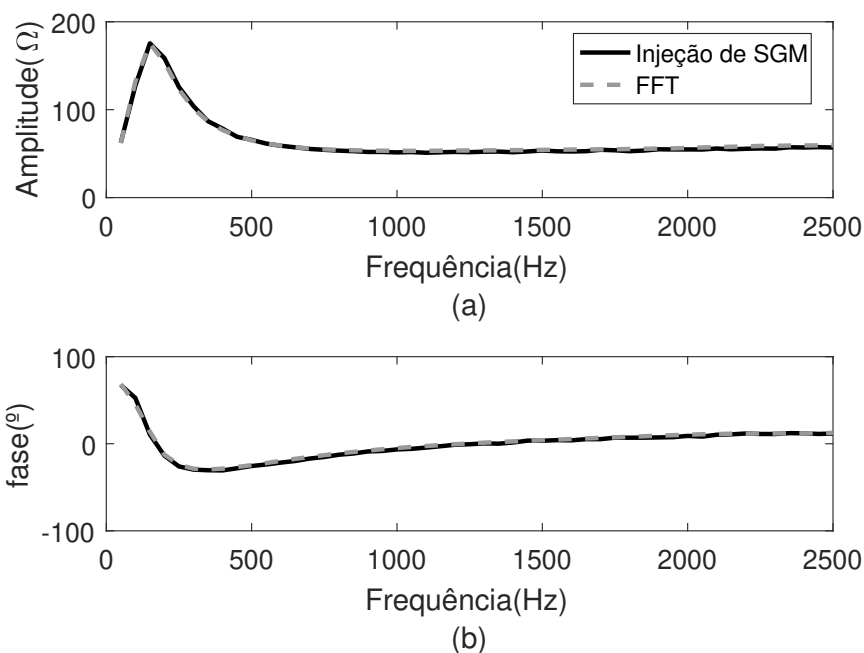


Figura 38: Resultados da (a) amplitude e (b) fase da impedância do circuito montado em bancada.

não se conhece o valor real da impedância. Na Figura 39 (a) e (b) são apresentados, respectivamente, os erros relativos entre os valores encontrados de amplitude e fase dos dois métodos. Para esse resultado o Erro médio quadrático da amplitude e fase são, respectivamente, 0,0924% e 0,0023%.

Com o objetivo de avaliar a distorção no sinal de tensão, causada pela injeção do SGM no sistema elétrico, o valor RMSR e a flutuação de tensão ("Flicker") foram calculados. O resultado encontrado é de 1,53% de RMSR e 0,58 de pst na flutuação de tensão, o que mostra que a injeção do SGM não causa distúrbio significativo no sistema elétrico.

4.2 RESULTADOS SIMULADOS DA AVALIAÇÃO DA CONTRIBUIÇÃO HARMÔNICA PARA UM CASO DINÂMICO

Nesta seção será testado a metodologia proposta considerando variações dinâmicas no sistema elétrico. Foi considerado o sistema IEEE 15 barras, simulado no Simulink, com uma frequência de amostragem de $18kHz$. As características do sistema do IEEE de 15 barras são apresentadas na Seção 3.9. Foram considerados quatro casos. No primeiro caso, somente o consumidor do sistema na Barra 15 está gerando harmônicos no PAC. No segundo caso, é inserido dois bancos de capacitores no sistema. No terceiro

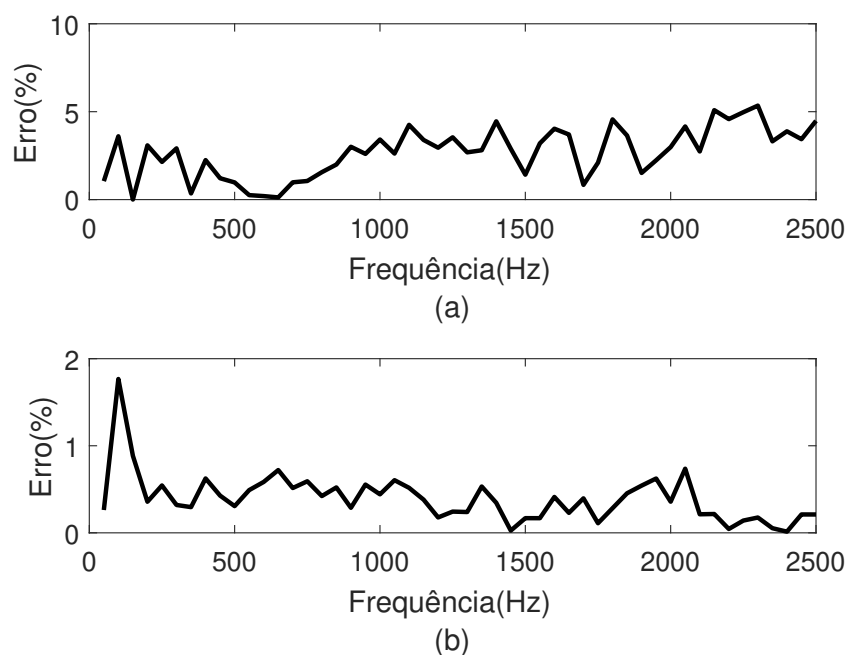


Figura 39: Erros relativos da (a) amplitude e (b) fase da impedância do circuito montado em bancada.

caso, a geração de harmônico na Barra 15 é reduzida pela metade, e por fim, no último caso, a concessionária do sistema também passa a gerar harmônicos no PAC. Para todos os casos os valores de tensão e corrente serão medidos entre as barras 2 e 8, considerando o 3º harmônico para análise. Também é considerado um ruído branco de 50dB na medição.

4.2.1 CASO 1 - CONSUMIDOR ESTÁ GERANDO HARMÔNICOS NO PAC

No primeiro caso, é apresentado o resultado considerando que o consumidor do sistema, na barra 15 está gerando uma componente de 3º harmônico no PAC, com amplitude de 478,47V e com uma Distorção Harmônica Individual de tensão (DHIv) de 5,488%.

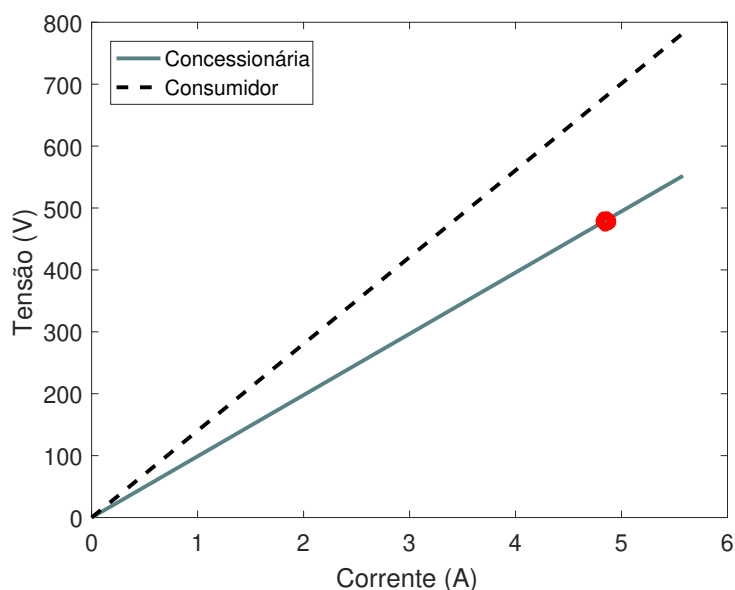


Figura 40: Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.

Na Figura 40, os pontos da relação entre a tensão e corrente no PAC estão sobre a reta com inclinação igual ao módulo, da impedância da rede elétrica da concessionária. A partir da análise gráfica proposta, neste caso, a concessionária do sistema é a fonte harmônica dominante nessa frequência. Utilizando o circuito equivalente da Figura 22, a amplitude da tensão encontrada pelo lado da concessionária, a partir o teorema da superposição, é de $479,8192V$.

4.2.2 CASO 2 - BANCOS DE CAPACITORES SÃO ADICIONADOS NO SISTEMA

No segundo caso, após 10 minutos de simulação, é conectado dois bancos de capacitores de $140MVAr$ um na Barra 2 e outro na Barra 4, modificando assim a impedância harmônica do sistema. A impedância harmônica estimada e real após essa conexão é apresentada na Figura 41.

Com isso a tensão harmônica gerada no PAC é alterada para $654,675V$, ou seja uma Distorção Harmônica Individual de tensão (DHI_v) de 7,08%. Na Figura 42 é apresentada a alteração na inclinação das retas do consumidor e a alteração na localização dos pontos da relação entre tensão e corrente. A reta "Concessionária 1" é a reta com inclinação igual ao módulo da impedância da concessionária antes da conexão dos bancos de capacitores, e as retas "Concessionária 2" e "Consumidor 2" são as retas após a conexão do banco de capacitores. Em vermelho e laranja são representados os pontos

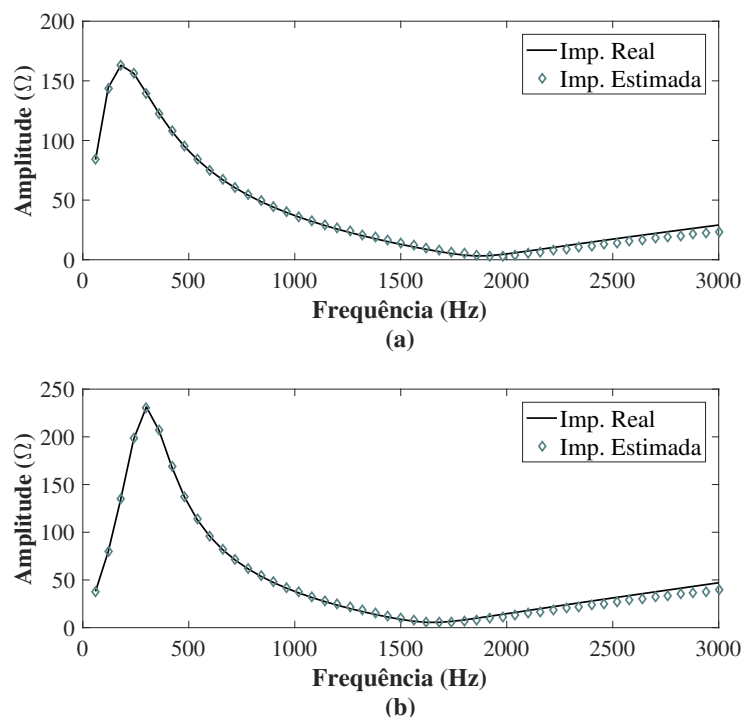


Figura 41: Impedâncias harmônicas estimadas do IEEE 15 barras com bancos de capacitores (a) Impedância do consumidor (b) Impedância da concessionária.

da relação da tensão e da corrente, antes e depois da conexão do banco de capacitores, respectivamente.

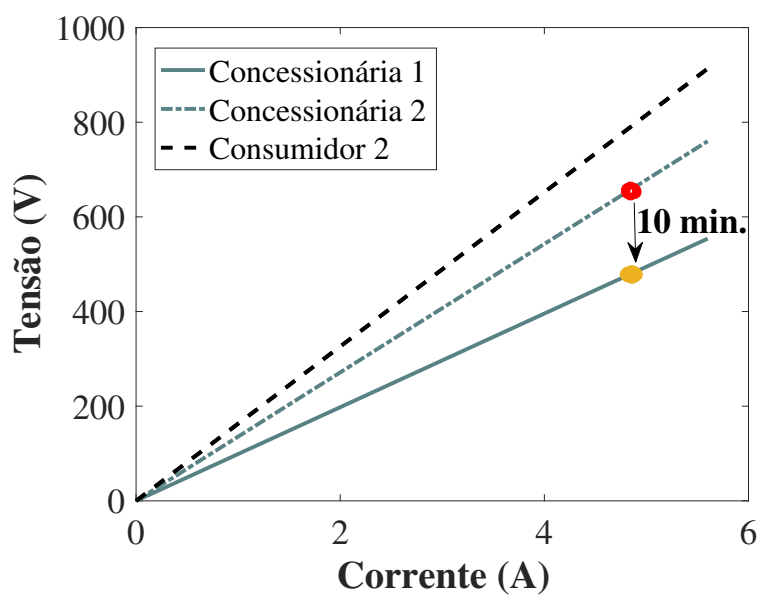


Figura 42: Relação entre tensão e corrente do 3^o harmônico.

Na Figura 28 percebe-se que mesmo com a variação da impedância do sistema

o método foi capaz de reconhecer que o lado do consumidor continua atuando como um emissor dominante de harmônicos no PAC. Este fato pode ser comprovado pelo agrupamento dos pontos da relação entre a tensão e a corrente, próximos da reta em que a inclinação é igual ao módulo da impedância da concessionária. Utilizando o circuito equivalente da Figura 22, a amplitude da tensão encontrada pelo lado da concessionária a partir do teorema da superposição é de $655,4270V$, ou seja um erro relativo de $0,4217\%$.

4.2.3 CASO 3 - A GERAÇÃO DE HARMÔNICOS NA BARRA 15 É REDUZIDA

O terceiro caso é uma continuação do caso anterior, onde neste caso, a impedância não é modificada, porém a geração de harmônico da Barra 15 é reduzida gerando assim no PAC do sistema $327,33V$, ou seja um DHIv de $3,525\%$. Na Figura 43 em vermelho e verde são representados os pontos da relação da tensão e da corrente, antes e depois da redução da geração de 3º harmônico, respectivamente.

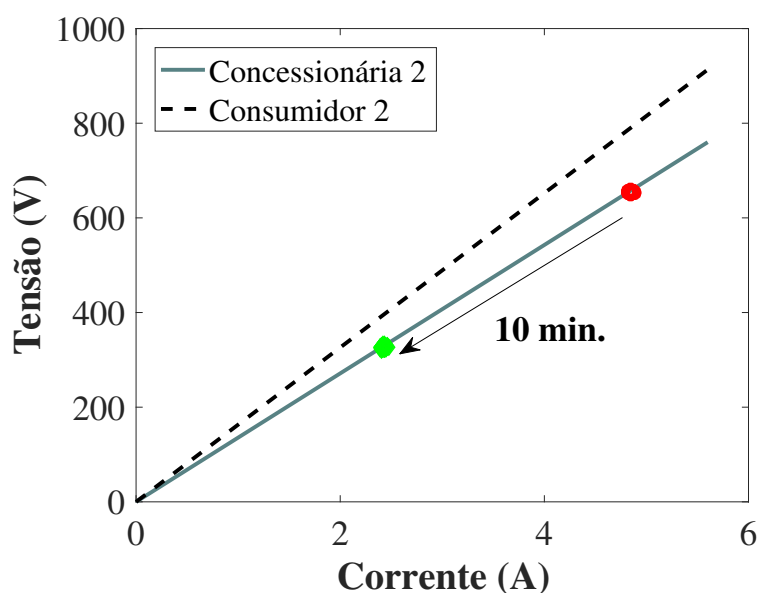


Figura 43: Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.

Na Figura 43 percebe-se que a inclinação das retas é a mesma, e a reta em que os pontos estão localizados também é a mesma. Porém, a posição dos pontos sobre as curvas de impedância indica que o lado do consumidor continua a atuar como um emissor dominante de harmônicos no PAC. Este fato pode ser comprovado pelo agrupamento dos pontos da relação entre a tensão e a corrente, próximos da reta em que a inclinação

é igual ao módulo da impedância da concessionária. Utilizando o circuito equivalente da Figura 22, a amplitude da tensão encontrada pelo lado da concessionária a partir do teorema da superposição é de $328,1443V$, ou seja um erro relativo de $0,2473\%$.

4.2.4 CASO 4 - A CONCESSIONÁRIA DO SISTEMA PASSA A GERAR HARMÔNICOS

Nesse caso, após 30 minutos que a geração de harmônicos pela Barra 15 é reduzida, a concessionária do sistema na Barra 1, também passa a gerar harmônicos. Com isso, a tensão harmônica no PAC passa a ser de $632,58V$, ou seja um DHIv de $6,813\%$. Na Figura 44 em vermelho e verde são apresentados, respectivamente, os pontos da relação da tensão e da corrente, antes e depois da concessionária começar a gerar componentes de 3º harmônico no sistema do IEEE de 15 barras.

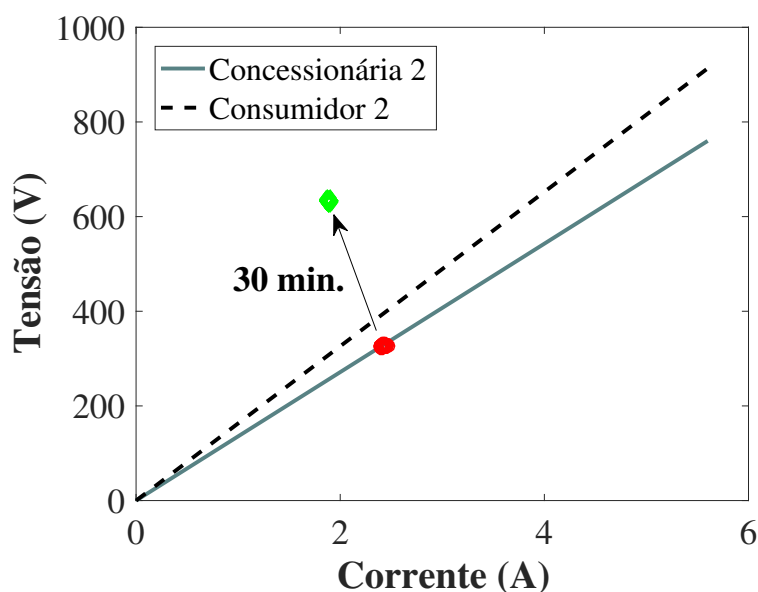


Figura 44: Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.

Conforme apresentado na Figura 44 os pontos de amplitude da tensão e corrente do 3º harmônico não estão mais agrupados sobre a reta de impedância da concessionária. Este resultado significa que a corrente e a tensão harmônica são resultantes das influências combinadas do nível harmônico gerado pela concessionária e pelo consumidor. Utilizando o teorema da superposição no circuito equivalente da Figura 22, a amplitude da tensão harmônica, encontrada pelo lado da concessionária foi de $524,1730V$, ou seja um erro relativo de $0,38\%$. Para o lado do consumidor foi encontrado um tensão harmônica no PAC de $325,4066V$, com um erro relativo de $0,5876\%$.

Com o objetivo de avaliar a distorção no sinal de tensão, causada pela injeção do SGM no sistema elétrico, o valor RMSR e a flutuação de tensão ("*Flicker*") foram calculados. O resultado encontrado para todos os casos é de 0,12 p.u de Pst para flutuação de tensão e 0,1266% de RMSR, o que mostra que a injeção do SGM não causa distúrbio significativo no sistema elétrico.

4.3 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS COM O SOFTWARE HARMZS

O programa *Harmzs* é um ferramenta utilizada para a simulação de sistemas no domínio da frequência e a modelagem de redes elétricas é realizada através da determinação da matriz admitância ou da utilização de Sistemas Descritores. A principal vantagem da utilização deste método é permitir a modelagem da rede elétrica levando em consideração a dependência dos seus parâmetros com a frequência. No método da matriz admitância é utilizada a representação monofásica da rede e as linhas de transmissão do sistema, por exemplo, podem ser modeladas incluindo-se a dependência com a frequência e a correção hiperbólica dos seus parâmetros (PROGRAMA, 2016). Este programa realiza a modelagem dos seus componentes através do uso de barras. Além disso, cabe mencionar que em função do método utilizado para realizar o cálculo da admitância equivalente do sistema, não são modeladas fontes de tensão. Com isso, os componentes que são conectados à elas são considerados ligados à barra aterradas.

4.3.1 CASO 1 - IEEE 15 BARRAS SEM A PRESENÇA DO BANCO DE CAPACITORES

O primeiro passo deste teste foi montar a rede do IEEE 15 Barras no Harmz, e calcular as impedância da concessionária e do consumidor estimada pelo Harmz. Na Figura 45 é mostrada as relações entre as impedâncias reais, as estimadas pelo Harmzs e as estimadas pelo método de injeção de pequenos sinais.

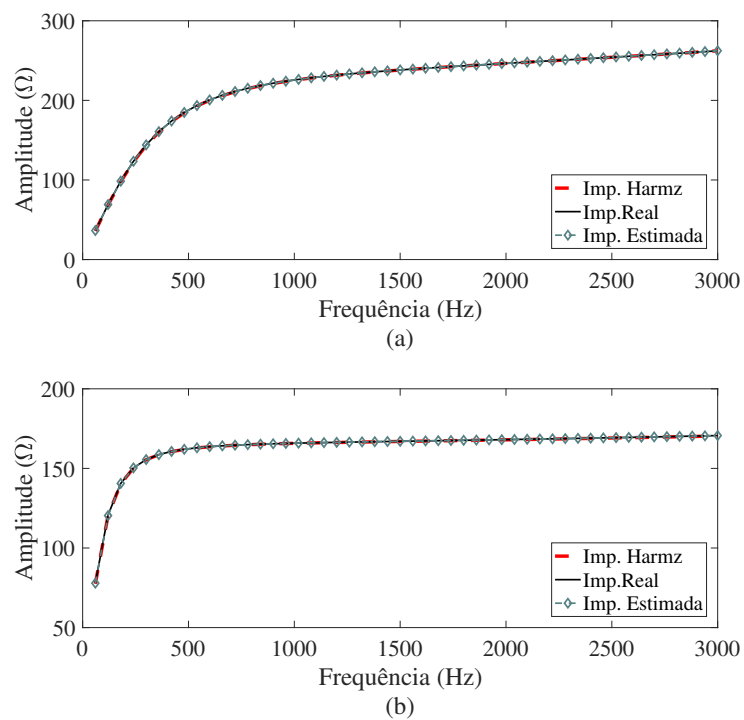


Figura 45: Comparação entre as impedâncias estimadas (a) Impedância da concessionária e (b) Impedância do consumidor.

Como apresentado na Figura 45, a diferença entre as impedâncias é mínima, por este motivo foi calculado o erro relativo entre as impedâncias, como visto na Figura 46.

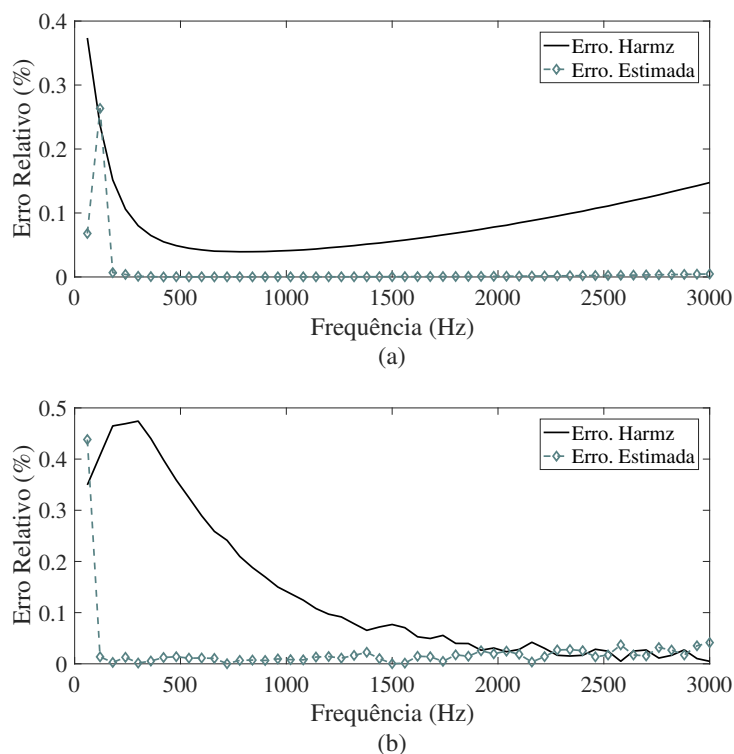


Figura 46: Erro relativo entre as impedâncias estimadas (a) Impedância da concessionária (b) Impedância do consumidor.

Como apresentado na Figura 46, o erro relativo para estimação de impedância do Harmz nas baixas frequências harmônicas é maior quando comparado ao resultado encontrado pelo método de pequenos sinais. Para análise de responsabilidade de geração harmônica no PAC, aplicou-se no Harmz o caso 3 da Seção 3.9.6, onde ambos os lados do sistema estão gerando harmônicos no PAC do sistema. A Tabela 7, mostra um comparativo entre os resultados encontrados para a distorção harmônica causada por cada um dos lados do sistema.

Tabela 7: Comparação dos resultados encontrados para valores de distorção harmônica

	Distorção Harmônica Real (V)	Distorção Harmônica Estimada pelo Método Proposto(V)	Distorção Harmônica Estimada pelo HarmZ(V)	Erro Relativo do Método Proposto (%)	Erro Relativo do Harmz (%)
Concessionária	360,00	360,0175	359,8471	0,0048	0,0425
Consumidor	541,2	541,964	547,7018	0,1412	1,2014

Pelos resultados apresentados na Tabela 7 percebe-se que o método proposto na frequência harmônica analisada (5° harmônico) possui um melhor desempenho com-

parado ao *software* Harmz.

4.3.2 CASO 2 - IEEE 15 BARRAS COM A PRESENÇA DO BANCO DE CAPACITORES

No segundo caso testado é considerada a rede do IEEE 15 Barras com a presença de dois bancos de capacitores como simulado na seção 4.2.4. Na Figura 47 é mostrada as relações entre as impedâncias reais, as impedâncias estimadas pelo Harmz e as impedâncias estimadas pelo método de injeção de pequenos sinais.

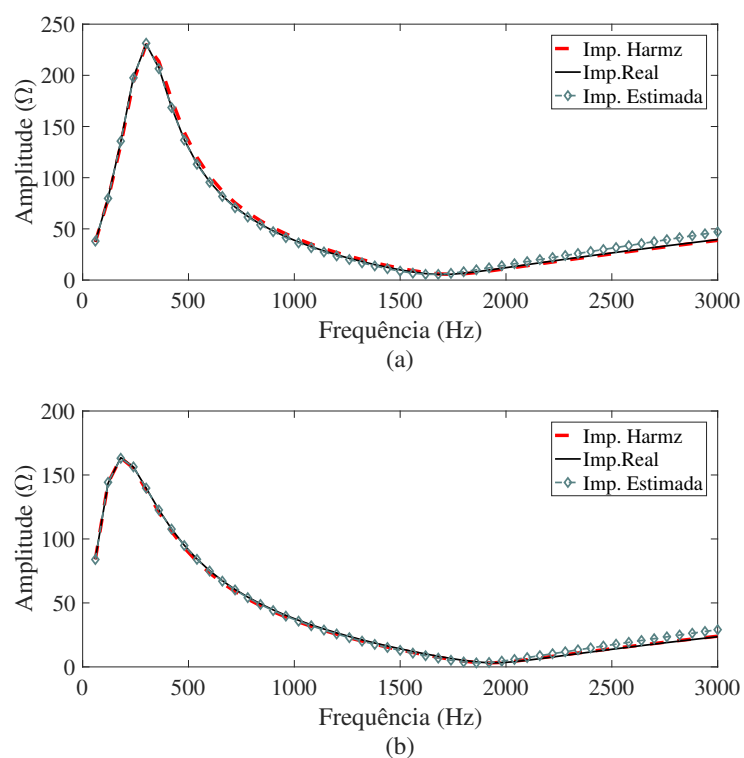


Figura 47: Comparação entre as impedâncias estimadas (a) Impedância da concessionária (b) Impedância do consumidor.

Para comparar a diferença entre as impedâncias encontradas, a Figura 48 apresenta o erro relativo entre as impedâncias.

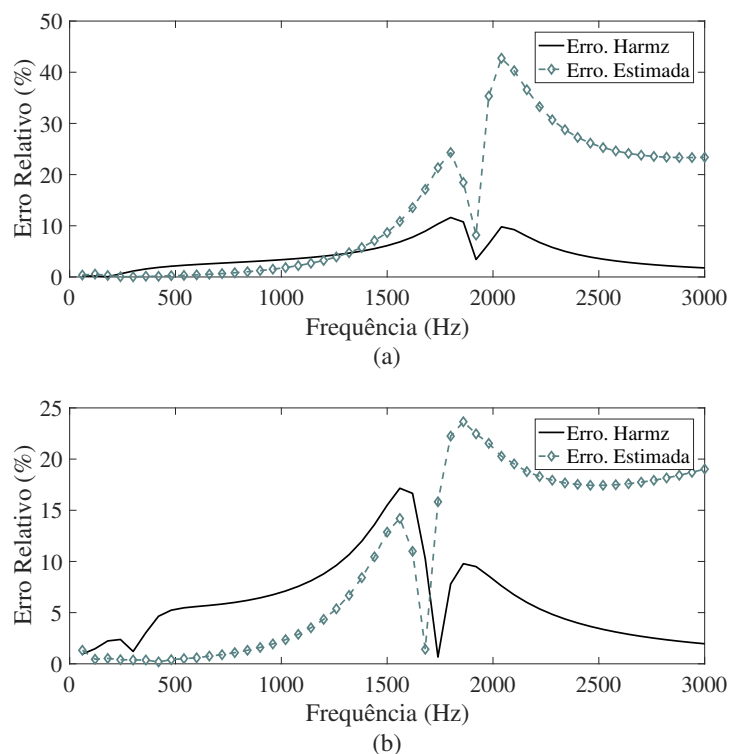


Figura 48: Erro relativo entre as impedâncias estimadas (a) Impedância da concessionária (b) Impedância do consumidor.

Comparado com o caso anterior o erro relativo é muito maior. Este fato se deve pois a impedância real do sistema é muito pequena, para frequências acima de 1500 Hz , e qualquer desvio pode ser significativo. Na Figura 48, o erro relativo para estimação de impedância do Harmzs nas baixas frequências harmônicas é maior comparado ao resultado encontrado pelo método de pequenos sinais. Porém, em altas frequências o Harmzs se mostrou mais eficiente na estimação da impedância. Para análise de responsabilidade de geração harmônica no PAC, aplicou-se no Harmzs o caso 4 da Seção 3.9.6, onde ambos os lados do sistema estão gerando harmônicos no PAC do sistema. A Tabela 8, mostra um comparativo entre os resultados encontrados para a distorção harmônica causada por cada um dos lados do sistema.

Pelos resultados apresentados na Tabela 8 percebe-se que o método proposto na frequência harmônica analisada (3° harmônico) possui um melhor desempenho comparado ao *software* Harmzs.

Tabela 8: Comparação dos resultados encontrados para valores de distorção harmônica

	Distorção Harmônica Real (V)	Distorção Harmônica Estimada pelo Método Proposto(V)	Distorção Harmônica Estimada pelo HarmZ(V)	Erro Relativo do Método Proposto (%)	Erro Relativo do Harmz (%)
Concessionária	522.1839	524,1730	508.9532	0,38	2,5996
Consumidor	327,33	325,4066	352,6158	0,5876	7,1696

4.4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA AVALIAÇÃO DE CONTRIBUIÇÃO HARMÔNICA

Três casos também serão apresentados nesta seção, considerando um sistema montado em bancada na configuração da Figura 22. Para realizar a geração do sinal e para adquirir e processar os sinais de tensão e corrente será utilizada a mesma estratégia da seção 4.1. Porém, nesse caso é utilizada uma das saídas de corrente do OMICRON 25 plus ("Current Output 1") para gerar o sinal do SGM no circuito, e duas saídas de tensão ("Voltage Output 1 e Voltage Output 2") são conectadas às cargas. A Figura 49 mostra a montagem em bancada.

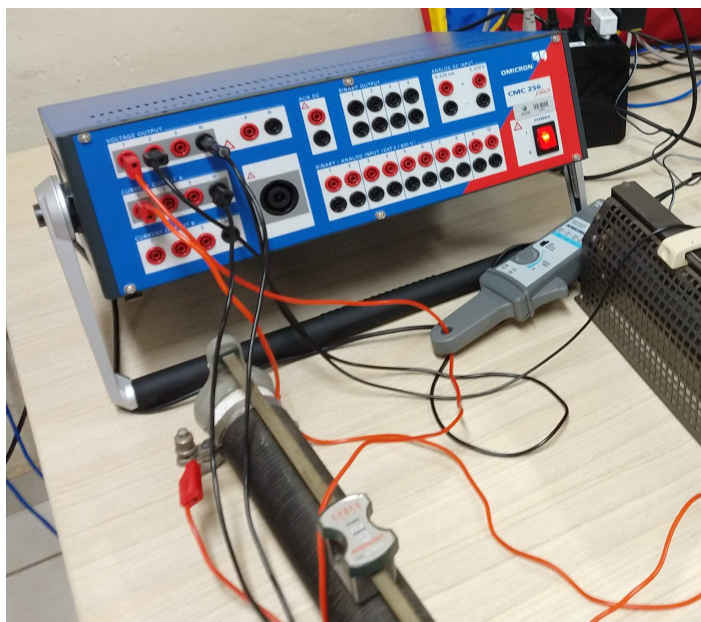


Figura 49: Montagem em bancada do OMICRON para resultados experimentais de avaliação de contribuição harmônica.

Para esse caso a impedancia usada como referência para comparação foi adquirida a partir do medidor RLC de precisão *Agilent* E4980A, que oferece uma boa precisão (Precisão básica de 0,05%), velocidade e versatilidade para uma ampla gama de medições de componentes, com medições rápidas e desempenho excepcional em faixas

de impedância baixas e altas (TECHNOLOGIES, 2019). As impedâncias de linha (Z_s) e de carga (Z_l) encontradas pelo medidor na frequência do terceiro harmônico estão descritas na Tabela 9.

Tabela 9: Característica das impedâncias medidas pelo *Agilent* E4980A

	Resistência (Ω)	Indutância (mH)	Módulo(Ω)
Z_s	16,19358	2,444205	16,3566
Z_l	42,102	1,283351	43,1194

Para analisar o desempenho do método proposto, foram considerados três casos. No primeiro caso, somente a concessionária do sistema está gerando componente de terceiro harmônico. No segundo caso, somente o lado do consumidor injeta harmônicos no sistema, e por fim, no último caso, a concessionária e o consumidor estão injetando componentes de terceiro harmônico no sistema elétrico.

4.4.1 CONCESSIONÁRIA ESTÁ GERANDO HARMÔNICOS NO PAC

No primeiro caso, é apresentado o resultado considerando que a concessionária do sistema, está gerando um 3º harmônico no circuito elétrico, com amplitude de 0,4391V e com uma Distorção Harmônica Individual de tensão (DHIv) de 4%.

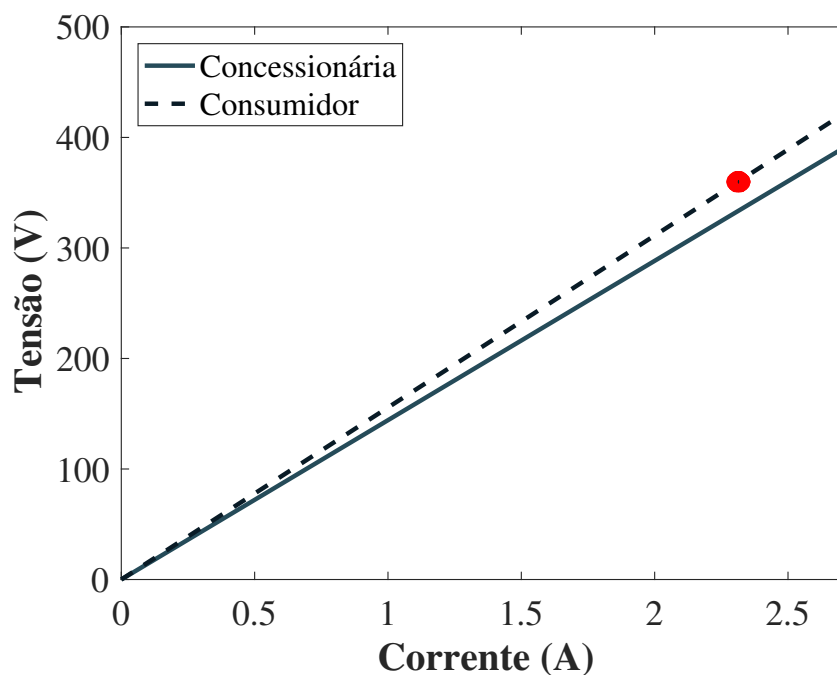


Figura 50: Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.

Na Figura 50, os pontos da relação entre a tensão e corrente no PAC estão sobre a reta com inclinação igual ao módulo, da impedância da rede elétrica do consumidor. A partir da análise gráfica proposta, neste caso, a concessionária do sistema é a fonte harmônica dominante nessa frequência. Utilizando o circuito equivalente da Figura 22, a amplitude da tensão encontrada pelo lado da concessionária, a partir o teorema da superposição, é de $0,4375V$, ou seja um erro relativo de $0,1608\%$

4.4.2 CONSUMIDOR ESTÁ GERANDO HARMÔNICOS NO PAC

No segundo caso, o lado do consumidor do circuito é o responsável pela geração de um componente de 3º harmônico no PAC do sistema. A amplitude da distorção é de $0,2806V$, ou seja, uma Distorção Harmônica Individual de tensão (DHIv) de $2,15\%$.

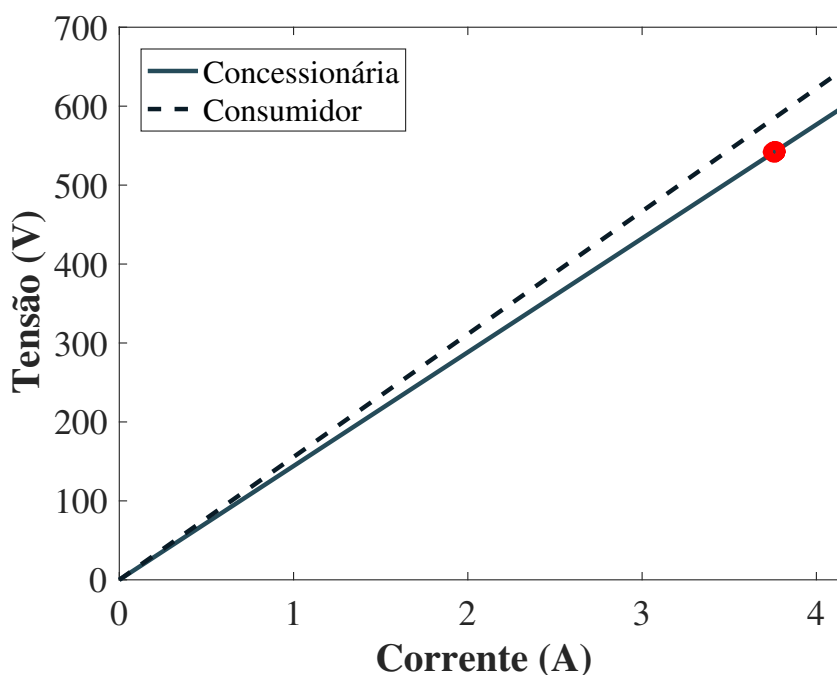


Figura 51: Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.

Na Figura 51 percebe-se que o lado do consumidor atua claramente como um emissor dominante de harmônico no PAC. Este fato pode ser comprovado pelo agrupamento dos pontos da relação entre a tensão e a corrente, próximos da reta em que a inclinação é igual ao módulo da impedância da concessionária. Utilizando o circuito equivalente da Figura 22, a amplitude da tensão encontrada pelo lado da concessionária a partir do teorema da superposição é de $0,2786V$, ou seja um erro relativo de $0,1608\%$.

4.4.3 OS DOIS LADOS ESTÃO GERANDO HARMÔNICOS NO PAC

No terceiro caso, é apresentado uma combinação dos dois resultados anteriores, onde a concessionária do sistema e o consumidor geram distorção harmônica no PAC .

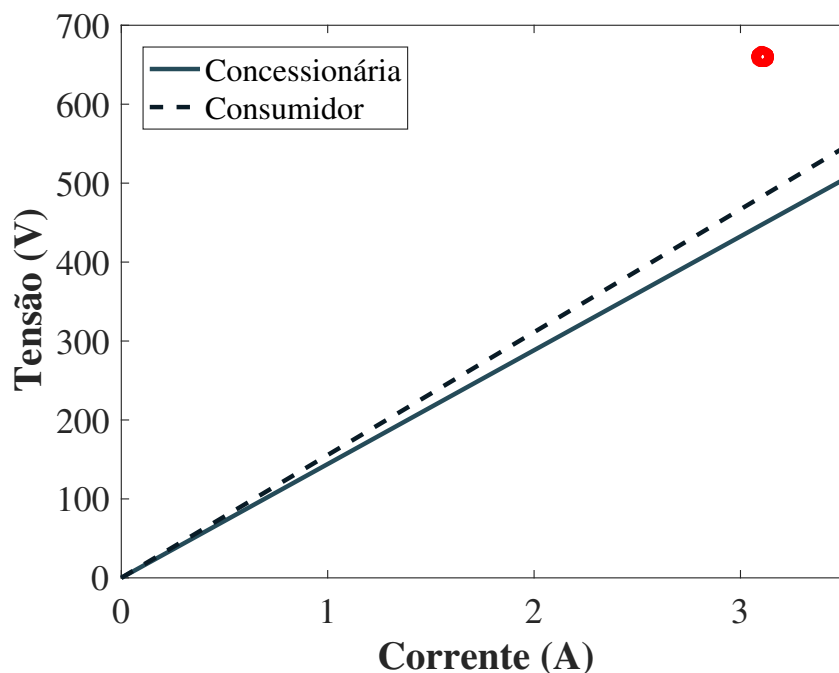


Figura 52: Relação entre tensão e corrente do 3º harmônico.

Os pontos de amplitude da tensão e corrente do 3º harmônico não estão agrupados sobre as retas de impedância. Este resultado significa que a corrente e a tensão harmônicas são resultantes das influências combinadas do nível harmônico gerado pela concessionária e pelo consumidor. Utilizando o teorema da superposição no circuito equivalente da Figura 22, a amplitude da tensão harmônica, encontrada pelo lado da concessionária foi de $0,4386V$, ou seja um erro relativo de $0,1139\%$. Para o lado do consumidor foi encontrado um tensão harmônica no PAC de $0,2804V$, com um erro relativo de $0,0713\%$.

Com o objetivo de avaliar a distorção no sinal de tensão, causada pela injeção de SGM no sistema elétrico, o valor RMSR e a flutuação de tensão foram calculados. O resultado encontrado para todos os casos é de $0,12$ p.u. de Pst para flutuação de Tensão e $0,1266\%$ de RMSR, o que mostra que a injeção do SGM não causa distúrbio significativo no sistema elétrico.

4.5 RESULTADO DA DETECÇÃO DE ILHAMENTO COM O MODELO MÉDIO DO INVERSOR

A avaliação do método proposto para detecção de ilhamento foi realizada, primeiramente, com o modelo médio do inversor conectado ao circuito descrito pelas subseções anteriores. A impedância calculada pelo método é comparada com os valores de impedância medidos pelo SIMULINK do MATLAB que gera um gráfico com os valores da impedância para diferentes valores de frequência. Esse valores de impedância, do 1° ao 50° harmônico, podem ser vistos na Figura 53.

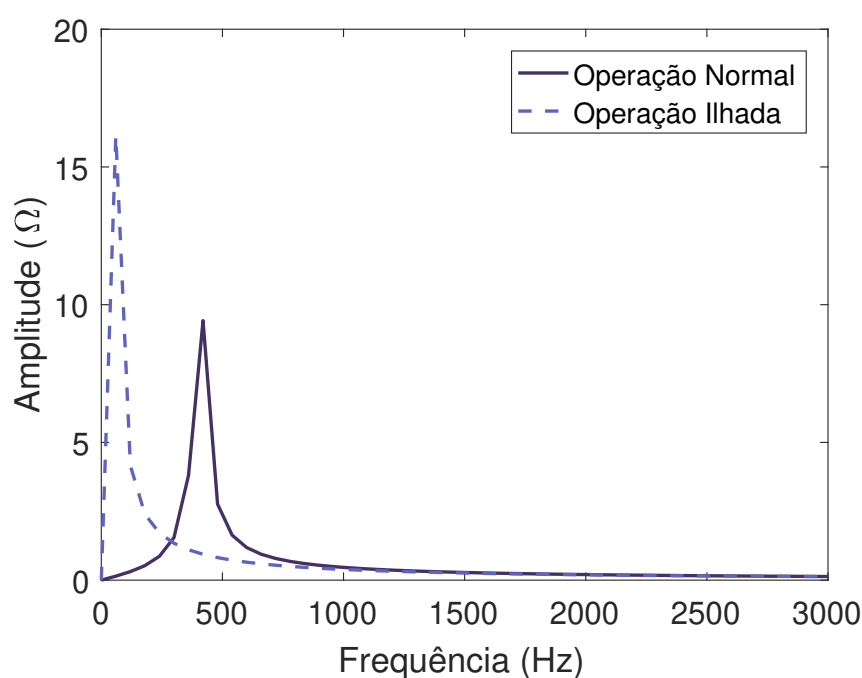


Figura 53: Impedâncias harmônicas medidas no SIMULINK.

A Tabela 10 fornece os valores das impedâncias harmônicas, até o 10° harmônico.

Percebe-se que o ilhamento aumenta a impedância vista pelo inversor, para frequências até o 8° harmônico. Após esse harmônico, o sistema com a rede conectada possui uma antirressonância, que faz a impedância diminuir no ilhamento. Depois da antirressonância, os valores de impedância são próximos, tanto no ilhamento quanto na operação normal, não havendo condições suficientes para detecção de ilhamento.

Os principais parâmetros usados na simulação em HIL para detecção de ilhamento são a frequência fundamental igual a 60 Hz, e taxa de amostragem igual a 18 kHz. A Figura 54 mostra as impedâncias estimadas, utilizando HIL, do primeiro ao terceiro harmônicos utilizando a técnica de estimação de impedância. O sinal injetado tem a

Tabela 10: Valores esperados de impedância em operação normal e ilhada

Harmônico	Operação Normal (Ω)	Operação ilhada (Ω)
1	0,049	16,133
2	0,099	4,156
3	0,154	2,393
4	0,218	1,711
5	0,295	1,339
6	0,393	1,103
7	0,529	0,939
8	0,732	0,818
9	1,084	0,725
10	1,857	0,651

amplitude de 1% do valor de amplitude da tensão fase-neutro da rede e, na equação (3.1), $k = 650$.

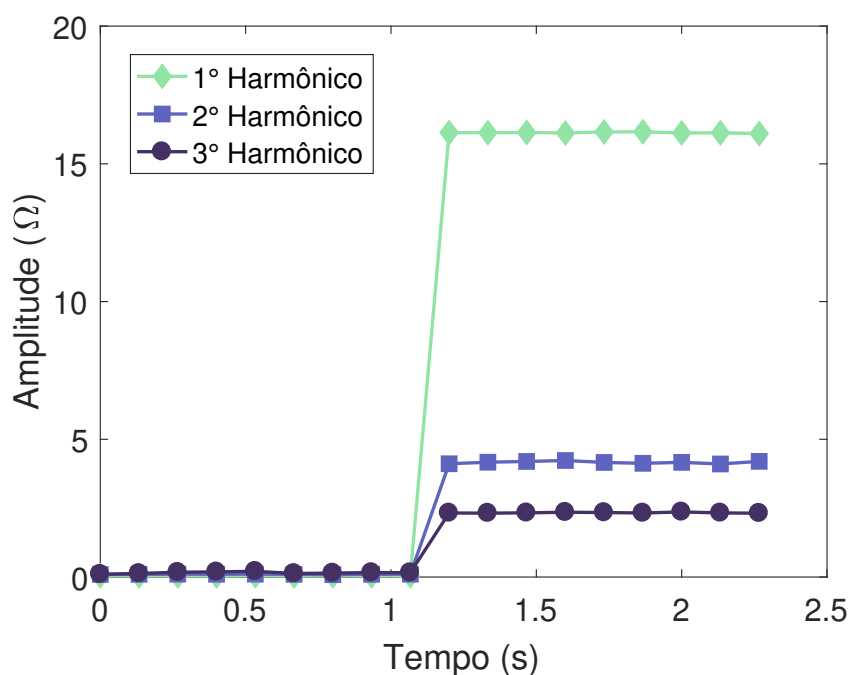


Figura 54: Impedâncias harmônicas estimadas do 1º ao 3º harmônico.

Outra característica que pode ser inferida é que à medida que se aumenta o valor do harmônico, a diferença entre as impedâncias estimadas na operação normal e ilhada diminui. Quanto maior for a diferença, melhor é a resolução dos equipamentos de medida e melhor é para se determinar o limiar de separação entre o funcionamento normal e ilhado. Portanto, serão mostrados os resultados para os 3 primeiros harmônicos.

Os pontos do gráfico da Figura 54 mostram os instantes em que foi calculado a impedância harmônica. A abertura da chave se dá em 1,1 segundos de teste (entre dois

Tabela 11: Impedância harmônicas calculadas pelo método proposto e o erro relativo do cálculo

Harmônico	Operação Normal (Ω)	Operação Ilhada (Ω)	Erro em Operação Normal (%)	Erro em Operação Ilhada (%)
1	0,049	16,13	0,00	0,03
2	0,099	4,140	0,01	0,04
3	0,154	2,387	0,02	0,05

sinais injetados). Caso fosse aberta no instante de injeção de um sinal, a impedância calculada nesse ponto seria um valor aleatório que retornaria ao valor correto na próxima injeção. O sistema opera primeiro em condição normal e o o resto do tempo em condição de ilhamento.

Os valores das impedâncias calculados pelo método proposto, bem como os erros entre esses valores e os valores esperados podem ser vistos na Tabela 11. O teste foi realizado com o circuito equilibrado, ou seja, as impedâncias por fase são iguais. Portanto, os resultados de impedância, apresentados na Figura 54 e na Tabela 11, são referentes a uma fase.

Conforme apresentado na Figura 30, caso a impedância estimada ultrapasse um valor limiar três vezes seguidas é identificado a condição de Ilhamento. Na Figura 54, percebe-se que em aproximadamente no instante 1,1s a impedância estimada sofre uma grande variação e permanece superior ao valor limiar pré-estabelecido. Dessa forma é possível identificar o ilhamento no sistema. Neste caso, é detectado o ilhamento em aproximadamente 375ms, muito antes de 2s , que é o tempo determinado pelas normas.

Para avaliar a distorção no sinal de tensão causada pela injeção do SGM no sistema elétrico, o valor RMSR e a flutuação de tensão (Pst) foram calculados com o sistema operando em condições normais. Os resultados de RMRS e Pst encontrados para a injeção do SGM no sistema são 0,1218% e 0,1538, respectivamente. Analisando os resultados encontrados, verificou-se que no modo normal de operação os valores de RMSR e flutuação de tensão são muito pequenos. Portanto a injeção do SGM afeta muito pouco a qualidade da energia elétrica.

4.6 RESULTADOS COM O INVERSOR CHAVEADO

O segundo teste para avaliação do método proposto, utilizou-se o modelo de comutação do inversor de ponte completa de dois níveis, sendo o chaveamento feito por IGBT's e controlado por Modulação de Largura de Pulso (do inglês, *Pulse Width Mo-*

dulation) (PWM).

Os valores de impedância foram, então, estimados através do método proposto sendo que, inicialmente, utilizou-se um sinal com amplitude de 1% da tensão de fase. Porém verificou-se que a estimação da impedância não apresentou um desempenho satisfatório. Então a amplitude do sinal foi aumentada, gradativamente, até se obter um resultado melhor. O valor de amplitude utilizado foi de 10%. Os gráficos com os comportamentos das impedâncias harmônicas são mostrados na Figura 55.

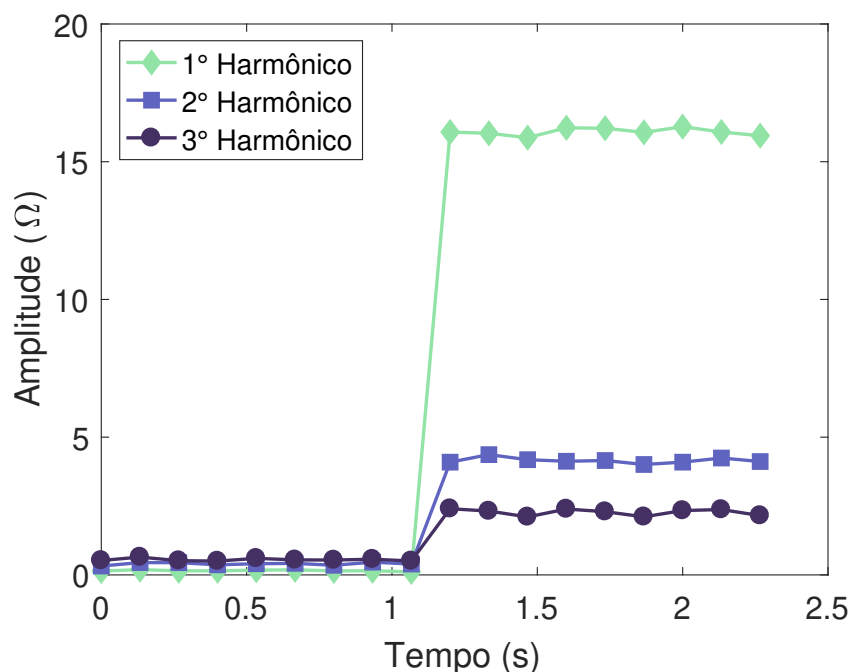


Figura 55: Impedâncias harmônicas estimadas do 1º ao 3º harmônico.

Os valores médios de impedância calculados usando o modelo de comutação do inversor, bem como os erros entre os valores estimados e os esperados, podem ser vistos na Tabela 12.

Tabela 12: Impedâncias Harmônicas Médias e os Erros Relativos

Harmônico	Operação Normal (Ω)	Normal Ilhada (Ω)	Erro Relativo em Operação Normal (%)	Erro Relativo em Operação Ilhada (%)
1	0,0475	16,1323	3,0612	0,0143
2	0,0991	4,1621	0,1010	0,01468
3	0,1544	2,3331	0,2597	2,5031

Analisando os resultados da Tabela 12, pode-se observar que os valores médios das impedâncias estimadas são muito próximos dos valores ideais. Isso mostra a precisão do método escolhido para detecção de ilhamento usando uma pequena injeção de sinal.

O ilhamento pôde ser identificado em aproximadamente 375ms, abaixo de 2 segundos, estando de acordo com as normas.

Para avaliar a distorção no sinal de tensão causada pela injeção do SGM no sistema elétrico, o valor RMSR e a flutuação de tensão (Pst) foram calculados com o sistema operando em condições normais. Os resultados de RMSR e Pst encontrados para a injeção do SGM no sistema são 0,8061% e 0,1872, respectivamente. Analisando os resultados encontrados, verificou-se que no modo normal de operação os valores de RMSR e flutuação de tensão são muito pequenos, portanto a injeção do SGM afeta muito pouco a qualidade da energia elétrica.

4.7 RESULTADOS COM DOIS INVERSORES CHAVEADOS

Nesta subseção serão mostrados os resultados em HIL referentes às simulações realizadas no circuito teste com dois inversores iguais conectados na rede, sendo que um desses inversores está a 1 quilometro de distância do PAC. A linha que conecta o inversor 2 no PAC é modelada por uma resistência de $0,012\Omega$ e por uma indutância de $0,0933mH$, por fase, em série com o inversor. O diagrama unifilar desse circuito pode ser visto na Figura 56.

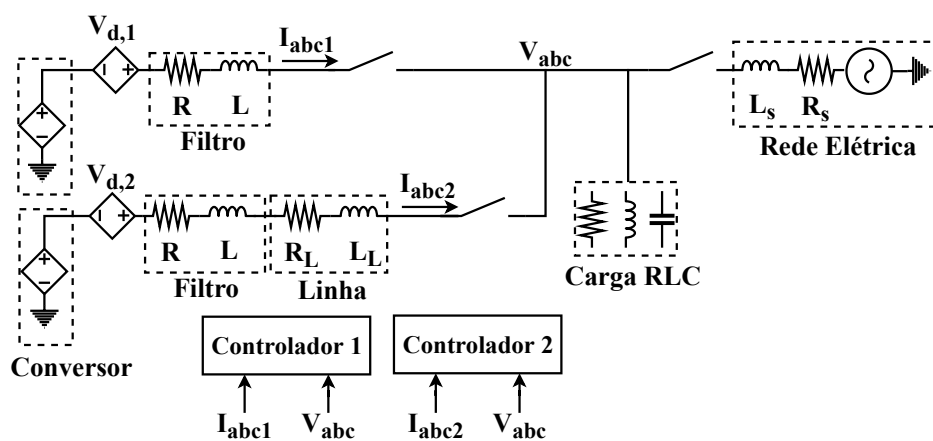


Figura 56: Diagrama unifilar do circuito com dois inversores chaveados.

Os mesmos testes realizados no caso de somente um inversor conectado serão novamente realizados. A única diferença é que para calcular a impedância harmônica com somente um inversor, levou-se em consideração que toda a potência requerida pela carga era fornecida por ele. Com dois inversores, serão realizados alguns cenários diferentes de potência fornecida por cada um deles. Outra consideração é que as impedâncias foram estimadas somente para o primeiro harmônico, já que a injeção do distúrbio na frequência fundamental da rede se mostrou eficiente na detecção do ilhamento.

Fora realizados três casos diferentes em HIL, onde cada inversor injeta um valor de potência de maneira que ambos suportam toda a potência da carga. Tais casos são mostrados na Tabela 13, onde a potência requerida pela carga é de 3000W.

Tabela 13: Diferentes casos de potência entregue por cada conversor

Caso	Potência do conversor 1 (W)	Potência do conversor 2 (W)
1	2900	100
2	1500	1500
3	100	2900

A Figura 57 mostra a impedância estimada, em 60 Hz, vista pelo conversor 1, para cada caso na Tabela 1. Observa-se que no Caso 1, quando o conversor 1 fornece cerca de 97% da potência da carga, a impedância na condição de ilhamento é muito próxima daquela obtida com um único conversor (ver Figura 55). Também é possível notar que, dependendo dos valores das potências fornecidas por cada conversor, a impedância muda, mas sempre a condição da ilha pode ser identificada.

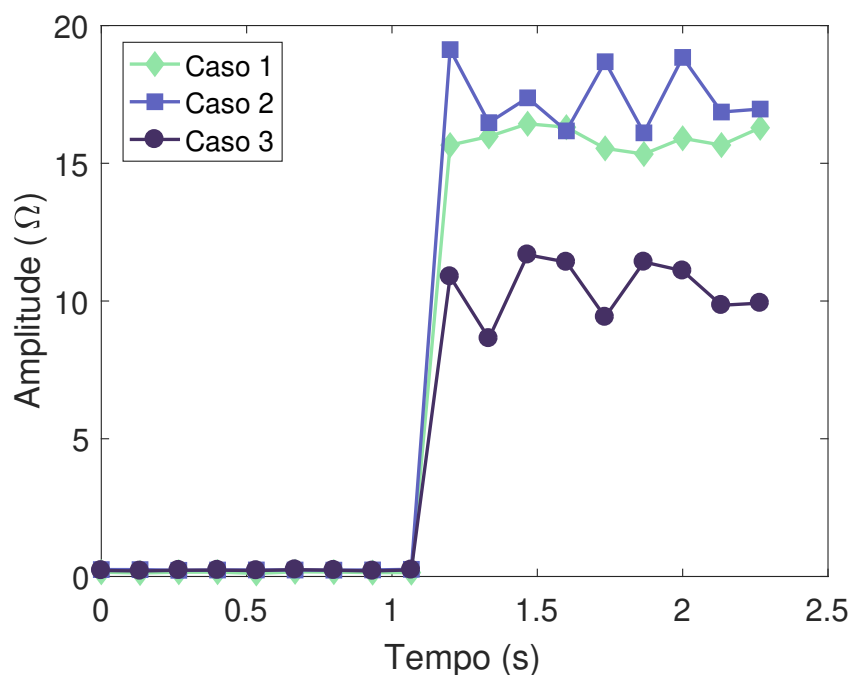


Figura 57: Impedância estimada com somente o inversor 1 injetando o distúrbio.

Como os dois inversores chaveados possuem controle de potência, o distúrbio provocado, pelo inversor 1, não afeta a corrente que sai do inversor 2. Dessa forma, a impedância vista pelo inversor 1 será o paralelo da impedância da rede e da carga, em operação normal, e somente a carga, em estado de ilhamento. Portanto, no ilhamento, a impedância estimada não será influenciada pela impedância do inversor 2, fazendo

com que os valores obtidos da impedância possam ser comparados com os valores da Tabela 10.

Assim, os valores de impedância estimados, injetando o distúrbio somente no inversor 1, bem como o erro relativo entre o valor esperado e o valor estimado, no caso do ilhamento, são mostrados na Tabela 14.

Tabela 14: Valores médios de impedância estimados pelo conversor 1 e seus erros relativos.

Caso	Operação Ilhada(Ω)	Erro relativo (%)
1	16,0209	0,6764
2	16,4858	2,2058
3	10,5034	34,8828

Analisando a Tabela 14 percebe-se que quanto menor for a contribuição do inversor na potência requerida pela carga, maiores serão os erros relativos à estimação da impedância. Apesar desse comportamento, em todos os três casos o ilhamento pôde ser identificado em aproximadamente $375ms$.

Para que os dois inversores identifiquem o ilhamento foram testados 3 diferentes cenários nos 3 diferentes casos de potência fornecida por cada inversor. Nestes casos as tensões e correntes para estimar a impedância foram medidas após o filtro conectado a saída dos conversores.

- Cenário 1: Frequência dos sinais injetados nos inversores 1 e 2 iguais a 60Hz.
- Cenário 2: Frequência do sinal injetado no inversor 1 igual a 60Hz e no 2 igual a 180Hz.
- Cenário 3: Frequência do sinal injetado no inversor 1 igual a 60Hz e no 2 igual a 300Hz.

Os valores de impedância vistos pelo inversor 2 são diferentes dos valores da Tabela 10, pois esse inversor é conectado ao PAC por uma impedância de linha. O gráfico da impedância na operação normal eilhada, vista por esse inversor é mostrado na Figura 53. Os valores das impedâncias, até o oitavo harmônico, são mostrados na Tabela 15.

Percebe-se que o módulo da impedância aumenta no ilhamento até o sexto harmônico. Então, para que ambos os inversores identifiquem o ilhamento, foram testados três cenários distintos de injeção dos sinais nos inversores, onde o sinal no inversor 1

Tabela 15: Valores esperados de impedância em operação normal e ilhada

Harmônico	Operação Normal (Ω)	Operação ilhada (Ω)
1	0,084	16,133
2	0,169	4,09
3	0,260	2,289
4	0,358	1,572
5	0,470	1,165
6	0,604	0,894
7	0,774	0,695
8	1,012	0,538
9	1,398	0,410
10	2,203	0,301

foi sempre injetado na frequência fundamental, e o sinal no inversor 2, foi injetado em três harmônicos diferentes: primeiro, terceiro e quinto harmônico.

Os valores da impedância estimada no ilhamento e os erros relativos são mostrados na Tabela 16.

Tabela 16: Impedâncias estimadas na situação de ilhamento e os erros relativos

Cenário	Inversor 1 (Ω)	Inversor 2 (Ω)	Erro relativo do Inversor 1 (%)	Erro relativo do Inversor 2 (%)
Caso 1				
1	16,8033	10,3719	4,1742	35,6981
2	16,4889	2,4191	2,2250	5,6837
3	16,1540	0,9867	0,1488	15,3047
Caso 2				
1	17,0734	16,4703	5,8486	2,1098
2	17,2633	2,3408	7,0258	2,2649
3	16,4832	1,1106	2,1898	4,6724
Caso 3				
1	10,1051	17,211	37,3521	6,7018
2	10,4983	2,2813	34,9144	0,3364
3	10,4279	1,1041	35,3509	5,2275

Analisando os resultados da Tabela 16, verifica-se que a técnica proposta, mesmo com dois inversores conectados a rede, consegue identificar de forma eficaz a ocorrência do ilhamento. Percebe-se que quando um dos dois inversores injeta apenas 3% da potência requerida, e injeta o distúrbio na frequência da componente fundamental, o erro relativo é maior do que os demais casos, porém, ainda assim é possível identificar uma grande diferença no módulo da impedância.

O RMSR e o Pst foram avaliados para todos os três cenários e os resultados obtidos, foram muito menores que o limite estabelecido pela norma para operação normal. Os

valores máximos encontrados para RMSR e Pst foram, respectivamente, 0,68% e 0,18.

4.8 COMPARAÇÃO COM O MÉTODO DO ROCOF

Para comparar o desempenho do método proposto para identificar ilhamento, a técnica do ROCOF. O ROCOF foi implementado como descrito na Seção 2.2.2.1. É conhecido que o método tradicional do ROCOF não funciona bem quando a energia requerida pela carga é fornecida quase exclusivamente pelo GD.

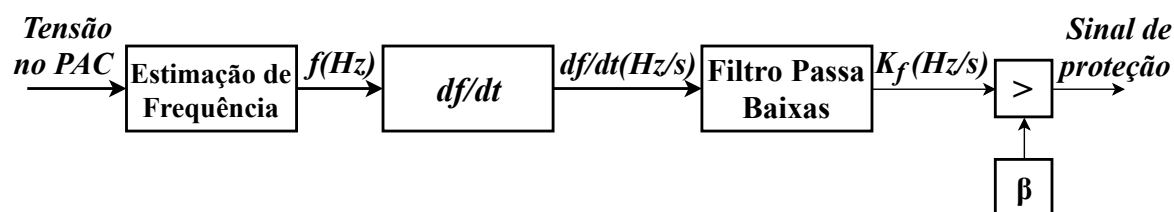


Figura 58: Diagrama esquemático simplificado do ROCOF.

O filtro passa baixas do método ROCOF foi implementado usando um Filtro Médio Móvel com uma janela variando de 3 a 10 ciclos do componente fundamental, a fim de suavizar a saída do bloco derivativo. O valor escolhido para o parâmetro de taxa de variação de frequência foi de $\beta = 0,5 Hz/s$ (BHATT; PRAJAPATI & SWECHA, 2015). O sistema apresentado na Figura 58 foi simulado para condições normais e com perturbações na tensão fornecida pela fonte principal do sistema. As condições de perturbação simuladas foram: afundamentos temporários de tensão variando aleatoriamente de (0,9 p.u. para 0,5 p.u.) e elevação temporárias de (1,1 p.u. para 1,5 p.u.). Além disso, o intervalo de tempo de início e fim dos distúrbios foram gerados aleatoriamente, usando distribuição uniforme. A Figura 59 apresenta a taxa de falso alarme em relação ao número de ciclos da janela do filtro do ROCOF. Os resultados do método proposto também são apresentados na mesma figura para fins de comparação, porque o número de ciclos da janela de filtro não é um parâmetro do mesmo. Como pode ser visto, o método proposto apresentou 0,0% de falso alarme, enquanto o falso alarme no método ROCOF depende do desequilíbrio de potência e do número de ciclos.

Como mostrado na Figura 59, o método proposto baseado na estimação da impedância é mais confiável do que a detecção do ROCOF, uma vez que não apresenta um falso alarme nos casos de distúrbios elétricos, do tipo afundamento e elevação de tensão. Para o método ROCOF, o falso alarme pode ser reduzido se o número de ciclos no filtro média móvel for aumentado, com o custo de reduzir a taxa de detecção, conforme apresentado a seguir.

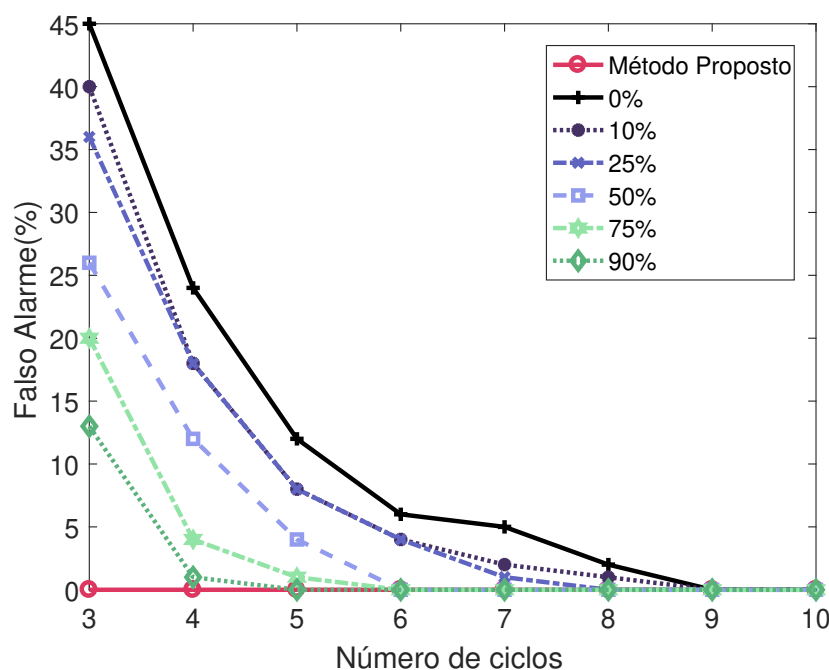


Figura 59: Taxa de falso alarme na detecção de ilhamento em relação ao número de ciclos da janela do ROCOF.

A taxa de detecção de ilhamento do método proposto em relação à detecção de ROCOF também foi verificada. A Figura 60 apresenta os resultados da detecção do método proposto e do ROCOF para diferentes tamanhos da janela do filtro de média móvel. A taxa de identificação do método proposto é de 100%.

Analisando os resultados, tanto para detecção como para alarme falso, verifica-se que o método proposto é mais eficiente, pois não apresenta falso alarme ou erro de detecção para os casos testados neste trabalho. Sobre o método ROCOF, é possível notar que ele apresenta altas taxas de detecção para um pequeno número de ciclos, mas neste caso, a taxa de falso alarme também é alta, o que não é desejável. Por exemplo, para um tamanho de janela de 6 ciclos o algoritmo do ROCOF possui uma taxa de detecção de 97% e cerca de 8% de falso alarme. Em contrapartida, o método proposto possui uma taxa de detecção de 100% e cerca de 0% de falso alarme, sendo muito mais preciso na detecção do ilhamento.

4.9 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou uma técnica sobre identificação de responsabilidade e contribuição na geração de distorção harmônica em um ponto do sistema elétrico, utilizando a impedância de cada lado do sistema. A estimação de impedância é baseada

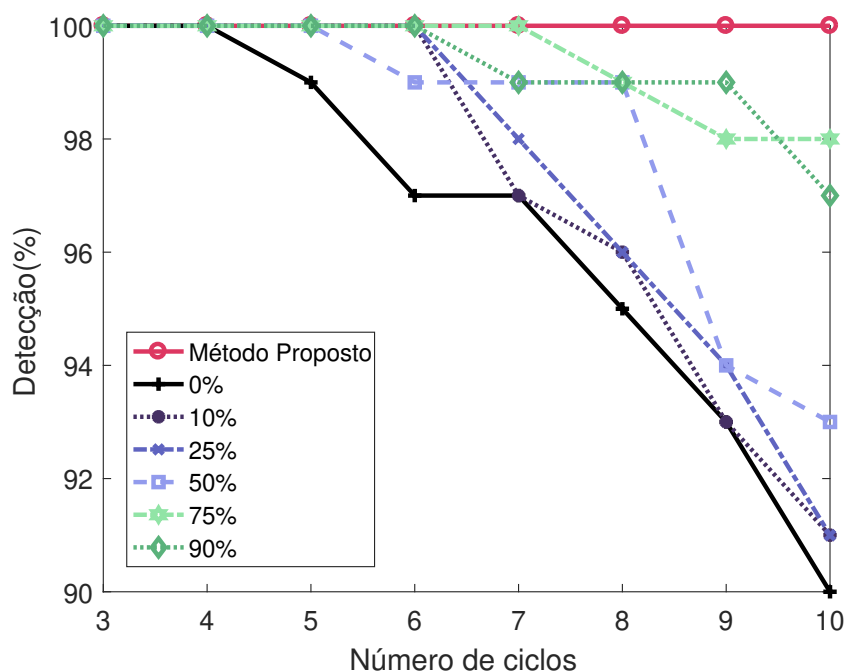


Figura 60: Taxa de detecção de ilhamento em relação ao tamanho da janela de filtro do ROCOF.

em uma técnica de injeção de pequenos sinais de corrente no PAC do sistema, gerando pequenas distorções nos sinais elétricos. Os sinais distorcidos de corrente e tensão são adquiridos e, em seguida, o módulo da impedância harmônica é estimado e utilizado para, a partir de uma análise gráfica, identificar a responsabilidade de emissão de distorções harmônicas. Neste trabalho também foi apresentado que, com as impedâncias harmônicas de cada lado do sistema elétrico, é possível encontrar o valor da distorção harmônica causada pelo consumidor e pela concessionária a partir de um circuito equivalente. Aplicando a técnica proposta, verificou-se que o maior erro encontrado nos três casos simulados foi de 0,1608%, comprovando assim a acurácia do método proposto.

Alguns fatores podem ser responsáveis pela consequência dos pontos de tensão e corrente não estarem perfeitamente alinhados sobre as retas de impedância. Alguns exemplos são: a flutuação da impedância da rede no tempo, juntamente com as flutuações da tensão harmônica e o ruído presente na medição do sinal elétrico.

Uma observação sobre o método proposto é quando a impedância do lado da concessionária tem um valor muito próximo ao valor da impedância do lado do consumidor. Caso isso ocorra, as retas do módulo da impedância tornam-se muito próximas, tornando-se complicado identificar sobre qual reta está os pontos de tensão e corrente harmônica. Consequentemente será difícil identificar qual lado do sistema está gerando a distorção harmônica no PAC do sistema elétrico.

Nesse capítulo foram realizados diversos testes para validar a metodologia de detecção de ilhamento, essa metodologia foi implementada usando a abordagem HIL, onde a rede elétrica foi simulada no RTDS e o detector de ilhamento foi implementado no dSPACE. Todas as simulações e estimativas foram realizadas em tempo real e a comunicação entre o RTDS e o dSPACE foi feita usando os canais analógicos.

5 CONCLUSÕES FINAIS

5.1 CONCLUSÕES

A utilização de geradores distribuídos a partir de fontes renováveis é uma alternativa viável para suprir a crescente demanda de energia elétrica. Entretanto, a geração distribuída pode acarretar vários problemas de QEE, entre eles, a geração de componentes harmônicos e ilhamentos não intencionais. Neste contexto, este trabalho apresentou o desenvolvimento de duas metodologias com base na impedância harmônica do sistema para a identificação de responsabilidade pela geração de fontes de distorção harmônica e detecção de ilhamento.

Para análise de contribuição harmônica são apresentadas na literatura duas diferentes técnicas, as qualitativas e quantitativas. O método qualitativo mais difundido é o baseado no fluxo de potência harmônico. Contudo, como visto no Capítulo 2 este método não permite a divisão das responsabilidades entre os agentes, apenas apontando o lado do gerador principal. Além disso diversos trabalhos mostram problemas na aplicação deste método. Em contrapartida os métodos quantitativos conseguem dividir a responsabilidade da geração a partir de modelos baseados nos teoremas de Norton, Thevenin e superposição. Para aplicação destes métodos é necessário estimar a impedância harmônica do sistema, para isso são apresentados métodos invasivos e não-invasivos. Os métodos invasivos inserem distúrbios no sistema elétrico para estimar a impedância harmônica no ponto de interesse, podendo prejudicar a QEE do sistema.

Este trabalho apresenta uma técnica quantitativa invasiva para identificação de responsabilidade e contribuição na geração de distorção harmônica em um ponto do sistema elétrico, utilizando a impedância de cada lado do sistema. A estimação de impedância é baseada em uma técnica de injeção de pequenos sinais de corrente no PAC do sistema, gerando pequenas distorções nos sinais elétricos. Os sinais distorcidos de corrente e tensão são adquiridos e, em seguida, o módulo da impedância harmônica é estimado e utilizado para, identificar a responsabilidade de emissão de distorções

harmônicas. Neste trabalho também foi apresentado que, com as impedâncias harmônicas de cada lado do sistema elétrico, é possível encontrar o valor da distorção harmônica causada pelo consumidor e pela concessionária a partir de um circuito equivalente. Aplicando a técnica proposta, verificou-se que o maior erro encontrado nos três casos simulados foi de 0,1608%, comprovando assim a acurácia do método proposto. Outro resultado apresentado neste trabalho é que, quando da ocorrência de alguma variação no circuito a metodologia ainda é capaz de identificar o principal lado gerador de harmônicos e quantificar a geração de cada um dos lados.

Para detectar o ilhamento este trabalho utilizou do mesmo método invasivo anterior utilizado para estimar a impedância. A diferença nesse caso pe que utilizou-se fonte de tensão, em série com o GD para a injeção das pequenas perturbações.

Três casos diferentes para detecção de ilhamento foram testados em procedimento HIL. No primeiro caso testado, utilizando o modelo médio do sistema, os resultados obtidos mostraram que as impedâncias estimadas possuem grande variação quando o sistema passa a operar em modo ilhado. Acurácia da técnica proposta foi comprovada com erros de estimação menores que 0,05%. Como segundo caso, foi testado o caso com um inversor comutado por IGBT's. Os resultados mostram que a estimação da impedância, mesmo na presença de modelos mais complexos, é capaz de identificar a variação de impedância da rede elétrica e detectar a ocorrência do ilhamento. Como terceiro e último caso testado para detecção de ilhamento, utilizou-se de dois inversores conectados à rede. Diferentes casos de potência entregue à carga, por cada inversor, foram testados e percebeu-se que quanto maior a contribuição de potência do inversor melhor é o resultado de estimação de impedância no ilhamento. Verificou-se que em todos os casos testados, foi possível detectar o ilhamento.

Como foi visto a técnica proposta é capaz de detectar ilhamento em aproximadamente 375ms e não é sensível a distúrbios de qualidade de energia, como harmônicos e elevação ou afundamento do nível de tensão. Além disso, ela pôde detectar o ilhamento em uma situação que o método ROCOF não pode, como quando o desequilíbrio de potência é próximo de 0%. O método pode ser usado para configuração onde há mais de um GD conectado no mesmo ponto do sistema elétrico.

Como as duas técnicas propostas neste trabalho inserem pequenos distúrbios no sinal elétrico, foi necessário analisar os impactos na qualidade de energia elétrica. Para analisar a distorção dos sinais elétricos utilizou-se dois fatores: o RMSR e a flutuação de tensão. Para as duas metodologias, em todos os casos testados, percebeu-se que

os valores de distorção e flutuação de tensão ficaram muito abaixo dos estipulados pelas normas, mostrando assim que a técnica de injeção de pequenos sinais é uma boa alternativa para a análise de contribuição harmônica e para a detecção de ilhamento.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros propõe-se:

- Adaptar a metodologia de estimação de impedância na presença de inter-harmônicos de fundo, uma vez que o método atual é capaz de eliminar a influência apenas dos harmônicos de fundo.
- Propor um método para ajustar o tamanho da janela da SWRDFT de modo controlado, de acordo com a duração do transitório natural da rede, sobretudo em redes com ressonância. Isso porque se a janela for menor que a duração do transitório, o valor da impedância estimada, na frequência central, se distancia do valor correto. É preciso aumentar o tamanho da janela para melhorar o valor estimado.
- Aplicar a metodologia de análise de responsabilidade de contribuição harmônica em HIL, e analisar seus resultados.
- Comparar a metodologia desenvolvida com outras técnicas quantitativas, como métodos baseados em flutuação de tensão, regressão Linear, seleção de dados e análise de componentes independentes.
- Validação da técnica de análise de responsabilidade de contribuição harmônica proposta quando considerada os erros dos equipamentos de medição, proposta de requisitos mínimos para equipamentos de medição.
- Comparar o comportamento dos parâmetros elétricos do sistema ao se aplicar os métodos de detecção de ilhamento com outros métodos ativos.

REFERÊNCIAS

- 61000-2-2, I. *Electromagnetic compatibility (emc)-part 2: Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems.* : Basic EMC publication, 2018.
- 61000-3-6, I. *Electromagnetic compatibility (emc)-part 3: Limits-section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in mv and hv power systems.* : Basic EMC publication, 1996.
- 62116, N. I. Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. 2012.
- AHMAD, K. N. E. K.; SELVARAJ, J.; RAHIM, N. A. A review of the islanding detection methods in grid-connected pv inverters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 21, p. 756–766, 2013.
- ALMEIDA, C. F. M.; KAGAN, N. Fontes distribuídas de harmônicos em sistemas elétricos de potência. 2011.
- Arguence, O. et al. Non-detection zone of an anti-islanding protection with rate of change of frequency threshold. *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, v. 2017, n. 1, p. 1338–1341, 2017. ISSN 2515-0855.
- AZOUAOU, R.; RABAHALLAH, S.; LEULMI, S. Study of the direction of the harmonic injections in the electrical power systems. In: IEEE. *39th International Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004*. 2004. v. 3, p. 944–947.
- BHATT, T. G.; PRAJAPATI, N. R.; SWECHA, T. P. Effectiveness of rocof relay to detect islanding situation for synchronous machine based dg. In: *4th International Conference on Emerging Trends in Engineerig and Technology*. 2015.
- BLOCK, P. A. et al. Estudo comparativo do desempenho harmônico de aerogeradores. *Institutos Lactec, Curitiba*, 2015.
- BORKOWSKI, D.; WETULA, A.; BIENÍ, A. New method for noninvasive measurement of utility harmonic impedance. In: IEEE. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 2012. p. 1–8.
- BOWER, W.; ROPP, M. Evaluation of islanding detection methods for utility-interactive inverters in photovoltaic systems. *Sandia report SAND*, v. 3591, p. 2002, 2002.
- Cai, W. et al. An islanding detection method based on dual-frequency harmonic current injection under grid impedance unbalanced condition. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 9, n. 2, p. 1178–1187, May 2013. ISSN 1551-3203.

- CAO, D. et al. Novel islanding detection method for distributed pv systems with multi-inverters. *Journal of Power Electronics*, v. 16, n. 3, p. 1141–1151, 2016.
- CELESC. Manual de procedimento. 2016.
- CEMIG. Requisitos para conexão de acessantes ao sistema de distribuição. 2012.
- CH, R. R.; REDDY, K. H. Islanding detection techniques for grid integrated dg—a review. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, v. 9, n. 2, p. 960–977, 2019.
- COPEL. Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema. 2016.
- DELVECCHI, E. D. C. et al. Análise de novos sinais para a detecção de ilhamento de geradores síncronos distribuídos. [sn], 2011.
- DSPACE, D. S. P.; ENGINEERING, C. Disponível em: <<https://www.dspace.com>>. 2019.
- EL-H, F.; SEDHOM, A. A review of anti-islanding protection methods for renewable distributed generation systems. *Journal of Electrical Engineering*, 2017.
- ENERGISA. Critérios para a conexão de acessantes de micro e mini geração distribuída as sistemas de distribuição. 2016.
- EPE, E. d. P. E. Balanço energético nacional 2017: Ano base 2016. *EPE, Rio de Janeiro*, 2016.
- FABRI, D. F. et al. Time-varying harmonic analyzer prototype. In: IEEE. *Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power-ICHQP 2010*. 2010. p. 1–7.
- FARUQUE, M. O. et al. Real-time simulation technologies for power systems design, testing, and analysis. *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, IEEE, v. 2, n. 2, p. 63–73, 2015.
- FERREIRA, D. d. A. et al. Detecção de ilhamento a partir da injeção de pequenos sinais através do inversor presente no gerador distribuído. Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2019.
- FERREIRA, R. A. F. Controle de microrredes cc baseado em droop adaptativo de tensão—simulação em tempo real com control-hardware-in-loop. 2015.
- FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. d. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. *Acesso em*, v. 97, 2016.
- GOMES, E. A. et al. Islanding detection of synchronous distributed generators using data mining complex correlations. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 12, n. 17, p. 3935–3942, 2018.
- GOMES, E. A. P. *Detecção de ilhamento de geradores síncronos distribuídos por correlações da mineração complexa de dados*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2016.

- GOMES, P. et al. Connection requirements and grid codes for distributed generation. In: IEEE. *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*. 2009. p. 1–12.
- Gottwalt, S. et al. Modeling and valuation of residential demand flexibility for renewable energy integration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 8, n. 6, p. 2565–2574, Nov 2017. ISSN 1949-3053.
- Gupta, P.; Bhatia, R. S.; Jain, D. K. Active rocof relay for islanding detection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 32, n. 1, p. 420–429, Feb 2017. ISSN 0885-8977.
- HASHEMI, F.; MOHAMMADI, M.; KARGARIAN, A. Islanding detection method for microgrid based on extracted features from differential transient rate of change of frequency. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 11, n. 4, p. 891–904, 2017.
- HOU, L. et al. Harmonic impedance calculation and measurement for an islanded microgrid. In: IEEE. *2013 IEEE ECCE Asia Downunder*. 2013. p. 550–554.
- Hui, J. et al. Utility harmonic impedance measurement based on data selection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 4, p. 2193–2202, Oct 2012. ISSN 0885-8977.
- HUI, J. et al. Assessing utility harmonic impedance based on the covariance characteristic of random vectors. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1778–1786, 2010.
- HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. Analytical strategies for renewable distributed generation integration considering energy loss minimization. *Applied Energy*, Elsevier, v. 105, p. 75–85, 2013.
- IEEE. Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. 2003.
- IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. *IEEE Std 1547.2-2008*, p. 1–217, April 2009.
- IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, p. 1–29, June 2014.
- IEEE-STD.929. Recommended practice for utility interface of photovoltaics systems. 2000.
- III, J. W. S. et al. *Development and testing of an approach to anti-islanding in utility-interconnected photovoltaic systems*. 2000.
- ISA, A.; MOHAMAD, H.; YASIN, Z. Evaluation on non-detection zone of passive islanding detection techniques for synchronous distributed generation. In: IEEE. *2015 IEEE Symposium on Computer Applications & Industrial Electronics (ISCAIE)*. 2015. p. 100–104.

- JAEGER, E. D. Disturbance emission level assessment techniques (cigre/cired joint working group c4-109). In: *20th International Conference on Electricity Distribution*. 2009. p. 8–11.
- JR, J. C. d. M. V. Detecção de ilhamento de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema. *Revista Eletrônica de Energia*, v. 1, n. 1, 2011.
- JÚNIOR, D. C. S. et al. Control of a multi-functional inverter in an ac microgrid–real-time simulation with control hardware in the loop. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 172, p. 201–212, 2019.
- Karimzadeh, F.; Esmaili, S.; Hosseinian, S. H. A novel method for noninvasive estimation of utility harmonic impedance based on complex independent component analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 4, p. 1843–1852, Aug 2015. ISSN 0885-8977.
- KARIMZADEH, F.; ESMAEILI, S.; HOSSEINIAN, S. H. Method for determining utility and consumer harmonic contributions based on complex independent component analysis. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 10, n. 2, p. 526–534, 2016.
- KHAMIS, A. et al. A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, Elsevier, v. 28, p. 483–493, 2013.
- LI, C. et al. A review of islanding detection methods for microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 35, p. 211–220, 2014.
- MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Review of islanding detection methods for distributed generation. In: IEEE. *2008 third international conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies*. 2008. p. 2743–2748.
- MARCHESAN, G. et al. Passive method for distributed-generation island detection based on oscillation frequency. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 31, n. 1, p. 138–146, 2015.
- Mehang, T. S.; Riawan, D. C.; B. Putri, V. L. Islanding detection in grid-connected distributed photovoltaic generation using artificial neural network. In: *2018 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)*. 2018. p. 181–186.
- Menezes, T. S. et al. A hybrid method for islanding stability detection of distributed generators using wavelet transform and artificial neural networks. In: *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*. 2018. p. 1–6.
- MONTEIRO, H. L. et al. Harmonic impedance measurement based on short time current injections. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 148, p. 108–116, 2017.
- MONTEIRO, H. L. M. et al. Método de estimação de impedância utilizando a injeção de pequenos sinais. Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2018.

- MUHAMMAD, H. R. Power electronics-circuits, devices, and applications. *Upper Saddle River, NJ, Pearson Prentice Hall*, 2015.
- NETA, R. M. D. L. et al. Análise da ação conjunta de cargas harmônicas em uma smart grid. *REVISTA UNINGÁ REVIEW*, v. 30, n. 3, 2018.
- Nunes Santos, I.; de Oliveira, J. C.; Ferreira de Paula Silva, S. Critical evaluation of the performance of the method of harmonic power flow to determine the dominant source of distortion. *IEEE Latin America Transactions*, v. 9, n. 5, p. 740–746, Sep. 2011. ISSN 1548-0992.
- ONS, O. N. d. S. E. Elétrica no sistema elétrico nacional–prodíst: Módulo 8-qualidade de energia elétrica. *Revisão*, v. 5, p. 76, 2019.
- OPPENHEIM, A.; WILLSKY, A.; NAWAB, S. *Sinais e sistemas*. Prentice-Hall, 2010. ISBN 9788576055044. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=ZOg9bwAACAAJ>>.
- PAPIČ, I. et al. A benchmark test system to evaluate methods of harmonic contribution determination. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 34, n. 1, p. 23–31, 2019.
- PEEBLES, P. Z. *Probability, random variables, and random signal principles*. : McGraw-Hill New York, NY, USA:, 2001.
- PITOMBO, S. O. Proteção adaptativa anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos. *São Carlos*, 2010.
- Pouryekta, A. et al. Islanding detection and enhancement of microgrid performance. *IEEE Systems Journal*, v. 12, n. 4, p. 3131–3141, Dec 2018. ISSN 1932-8184.
- PROGRAMA, M. d. U. do. Harmzs. 2016.
- QUIJANO, N.; PASSINO, K.; JOGI, S. A tutorial introduction to control systems development and implementation with dspace. *Tutorial, The Ohio State University, Columbus, OH*, 2002.
- RATHNAYAKA, A. D. et al. Goal-oriented prosumer community groups for the smart grid. *IEEE Technology and Society Magazine*, IEEE, v. 33, n. 1, p. 41–48, 2014.
- REIGOSA, D. et al. Active islanding detection using high-frequency signal injection. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 48, n. 5, p. 1588–1597, 2012.
- RIBEIRO, P. F. et al. *Power systems signal processing for smart grids*. : John Wiley & Sons, 2013.
- RICCIARDI, T. R. et al. Dynamic modeling of inverter-based distributed generators with voltage positive feedback anti-islanding protection. In: IEEE. *2010 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control-VIII (IREP)*. 2010. p. 1–7.
- RTDS, R. T. D. S. T. Disponível em: <<https://www.rtds.com>>. 2019.

- SAFARGHOLI, F.; MALEKIAN, K.; SCHUFFT, W. On the dominant harmonic source identification?part i: Review of methods. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 33, n. 3, p. 1268–1277, 2018.
- SAFARGHOLI, F.; MALEKIAN, K.; SCHUFFT, W. On the dominant harmonic source identification?part ii: Application and interpretation of methods. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 33, n. 3, p. 1278–1287, 2018.
- SALIM, R. H. *Uma nova abordagem para a análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2011.
- SAMANTARAY S.; BABU, B. C. D. P. K. Probabilistic neural network based islanding detection in distributed generation. *Electric Power Components and Systems*, v. 39, n. 3, p. 191–203, 2011.
- Santos, I. N.; de Oliveira, J. C.; de Paula Silva, S. F. Critical analysis of the harmonic power flow method to determine the dominant distortion source. In: *XI Brazilian Power Electronics Conference*. 2011. p. 136–141. ISSN 2165-0454.
- SANTOS, I. N. et al. Método da superposição modificado como uma nova proposta de atribuição de responsabilidades sobre distorções harmônicas. Universidade Federal de Uberlândia, 2011.
- SCHWEITZER, L. E. Sincrofasores: O sistema elétrico sob uma nova perspectiva. 2013.
- STANDARD, I. 61000-4-15. *Flickermeter?functional and design specifications (IEC, Geneva, Switzerland, Edition 2.0, 2010-07)*, 2003.
- SUMNER, M.; PALETHORPE, B.; THOMAS, D. W. Impedance measurement for improved power quality-part 1: the measurement technique. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 19, n. 3, p. 1442–1448, 2004.
- SUNDAR, D. J.; KUMARAN, M. S. A comparative review of islanding detection schemes in distributed generation systems. *Int. J. Renew. Energy Res*, v. 5, n. 4, p. 1016–1023, 2015.
- TECHNOLOGIES, A. Agilent e4980a precision lcr meter 20hz to 2 mhz data sheet, santa clara, ca, usa. disponível em: <<https://literature.cdn.keysight.com/litweb/pdf/5989-4435en.pdf?id=776077>>. 2019.
- TIEKO, D. N. Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica. *Monografia de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro*, 2017.
- Vahedi, H.; Karrari, M. Adaptive fuzzy sandia frequency-shift method for islanding protection of inverter-based distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 28, n. 1, p. 84–92, Jan 2013. ISSN 0885-8977.

- VENTURI, C. et al. Hardware in the loop simulation of dg integration to the distribution grid using rtds and dspace. In: IEEE. *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*. 2015. p. 1–6.
- WANG, B. et al. Several sufficient conditions for harmonic source identification in power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 33, n. 6, p. 3105–3113, 2018.
- WANG, W.; NINO, E.; XU, W. Harmonic impedance measurement using a thyristor-controlled short circuit. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 1, n. 5, p. 707–713, 2007.
- Wen, B. et al. Impedance-based analysis of active frequency drift islanding detection for grid-tied inverter system. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 52, n. 1, p. 332–341, Jan 2016. ISSN 0093-9994.
- WRINCH, M. C. *Negative sequence impedance measurement for distributed generator islanding detection*. Tese (Doutorado) — University of British Columbia, 2008.
- XU, W. et al. Measurement of network harmonic impedances: practical implementation issues and their solutions. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 17, n. 1, p. 210–216, 2002.
- XU, W.; LIU, X.; LIU, Y. An investigation on the validity of power-direction method for harmonic source determination. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 18, n. 1, p. 214–219, 2003.
- XU, W.; LIU, Y. A method for determining customer and utility harmonic contributions at the point of common coupling. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 15, n. 2, p. 804–811, 2000.
- XU, W.; MAUCH, K.; MARTEL, S. An assessment of distributed generation islanding detection methods and issues for canada. *CANMET Energy Technology Centre-Varenes, Natural Resources Canada, QC-Canada, Tech. Rep. CETC-Varenes*, v. 74, 2004.
- XU, W. et al. A power line signaling based technique for anti-islanding protection of distributed generators?part i: Scheme and analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 22, n. 3, p. 1758–1766, 2007.
- YANG, Z. et al. Harmonic impedance measurement for an islanded microgrid using current injection. In: IEEE. *Proceedings of The 7th International Power Electronics and Motion Control Conference*. 2012. v. 1, p. 373–378.
- YAZDANI, A.; IRAVANI, R. *Voltage-sourced converters in power systems*. : Wiley Online Library, 2010.
- Zebardast, A.; Mokhtari, H. Technique for online tracking of a utility harmonic impedance using by synchronising the measured samples. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 10, n. 5, p. 1240–1247, 2016. ISSN 1751-8687.

ZEBARDAST, A.; MOKHTARI, H. New method for assessing the utility harmonic impedance based on fuzzy logic. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 11, n. 10, p. 2448–2456, 2017.

ZHANG, W.; YANG, H.-g. A method for assessing harmonic emission level based on binary linear regression. *Proceedings of the CSEE*, v. 24, n. 6, p. 50–53, 2004.

APÊNDICE A - NORMA IEC 61000-4-15 - *FLICKERMETER* *FUNCTIONAL AND DESIGN SPECIFICATIONS*

Neste apêndice são apresentados detalhes sobre a Norma IEC 61000-4-15 (*Flickermeter - Functional and design specifications*) (STANDARD, 2003), utilizada nesse trabalho como norma fundamental para análise de *Flicker*.

O nível de flicker depende da amplitude, forma e frequência de repetição da flutuação presente no sinal de tensão. A maneira de avaliar o nível de flicker é especificada pela comissão internacional de eletrotécnica na Publicação IEC 61000-4-15 (*Flickermeter - Functional and design specifications*) (STANDARD, 2003). Diferente dos demais indicadores, a norma IEC61000-4-15 apresenta os requisitos e protocolos para construção de um medidor de cintilação luminosa, denominado *flickermeter*, cujos resultados expressam a quantificação da amplitude do fenômeno da flutuação de tensão.

Não existe uma formulação analítica para quantificação dos indicadores. O *flickermeter* proposto na norma IEC61000-4-15 baseia-se fundamentalmente na representação da resposta olho-cérebro às variações de fluxo luminoso associadas às flutuações no valor eficaz da tensão de suprimento.

O protocolo do *flickermeter* IEC é composto por cinco blocos estruturais, os quais compõem o modelo efetivamente, assim como seis saídas específicas, cujos resultados possuem significados físico-matemáticos distintos. Em linhas gerais, o protocolo do *flickermeter* da IEC pode ser dividido em duas partes distintas, a saber:

- Simulação da resposta do sistema olho-lâmpada-cérebro para o fenômeno da cintilação luminosa;
- Análise estatística em tempo real da cintilação luminosa e apresentação dos resultados

A sensação instantânea de *flicker* (S_f) está relacionada com a percepção visual da modulação do fluxo luminoso em decorrência da modulação do valor eficaz (ou de pico)

da tensão. Um valor unitário para sensação instantânea de *flicker* representa o limite de perceptividade para a maioria dos observadores em eventuais condições de teste.

A severidade de *flicker*, por sua vez, representa um valor matemático baseado no comportamento estatístico da sensação instantânea de flicker. Os limites atribuídos para os indicadores de severidade de *flicker* (*Pst* e *Plt*) baseiam-se no comportamento estatístico da sensação instantânea de *flicker*. O *Probability Short Term* (*Pst*) é o indicador de severidade de *flicker* de curto prazo, resultado direto da saída do bloco 5 do flickermeter, calculado de acordo com a seguinte equação:

$$Pst = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (A.1)$$

- *Pst* é a severidade de curta duração, expresso em pu.
- P_i ($i = 0,1; 1; 3; 10$ e 50) corresponde ao nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante $i\%$ do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar, de acordo com o procedimento estabelecido em

O *Probability Long Term* (*Plt*) é o indicador de severidade de *flicker* de longo prazo, calculado a partir dos valores registrados de *Pst*, conforme será mostrado mais adiante. Matematicamente, esse indicador é representado da seguinte forma:

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (Pst_i)^3}, \quad (A.2)$$

em que,

- *Plt* é a severidade de longa duração, expresso em pu.
- Pst_i i -ésimo registro do indicador *Pst*

A medição dos indicadores *Pst* e *Plt* em baixa tensão deverá ser realizada considerando a curva da lâmpada compatível com o nível de tensão e frequência do ponto de monitoração. O indicador *Pst* deve ser obrigatoriamente agregado em intervalos de 10 minutos, ao passo que o indicador *Plt* será agregado em intervalos de 2 horas, no total de 12 leituras consecutivas de *Pst*. Os registros de *Pst* e *Plt* associados a variações de tensão de curta duração devem ser marcados para posterior análise e consideração. Incerteza da medição associada aos indicadores *Pst* e *Plt* deve ser inferior ou igual a $\pm 5,0\%$ em relação a seu valor unitário.

Ao longo de 24 horas de medição deve ser obtido um conjunto de valores de Pst que, devidamente tratado, conduzirá ao $PstD95\%$. Ao final de uma semana de medição considera-se como indicador final o maior valor dentre os sete valores encontrados. De modo análogo, obtém-se ao longo de uma semana de registro um conjunto de valores representativos de Plt , o qual, tratado estatisticamente, deve ser conduzido ao valor de $PltS95\%$.

- $PstD95\%$: valor do indicador que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas).
- $PltD95\%$: valor do indicador que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de uma semana, ou seja, de 7 dias completos e consecutivos.

Os níveis de severidade de cintilação, causados pela flutuação de tensão, são quantificados pelos indicadores (Pst e Plt), conforme descrição da norma IEC 61000-4-15. Os limites individuais de flutuação de tensão, que consideram um nível de saturação de 80% dos limites globais inferiores, estão indicados na Tabela.

Tabela 17: Limites individuais para os indicadores de flutuação de tensão

$PstD95\%$	$PltD95\%$
$0,8pu/FT$	$0,6pu/FT$

Em que, FT é o Fator de Transferência dado pela relação entre o valor de $PltD95\%$ do barramento de rede básica sob avaliação e o valor de $PstD95\%$ do barramento de rede de distribuição. Fatores típicos, que podem ser utilizados, são mostrados na Tabela.

Tabela 18: Fatores de transferência (FT)

Barramento de tensão nominal $\geq 230kV$	FT = 0,65
$69kV \leq$ Barramento de tensão nominal $\leq 230kV$	FT = 0,80
$69kV \geq$ Barramento de tensão nominal	FT = 1,00

APÊNDICE B – DETALHES SOBRE A SIMULAÇÃO EM HIL

B.1 DESCRIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS PARA SIMULAÇÃO DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

B.1.1 REAL TIME DIGITAL SIMULATOR (RTDS)

O RTDS é um dos padrões mundial para a simulação de sistemas de energia em tempo real. Este simulador é usado pela maioria dos principais fabricantes mundiais de equipamentos de proteção, controle, bem como por importantes concessionárias de energia elétrica, instituições educacionais e de pesquisa, em todo o mundo (FARUQUE et al., 2015; RTDS, 2019). O RTDS opera continuamente em tempo real, ou seja, o tempo de execução das simulações é rígido independente do tamanho do sistema. Isso significa que os estudos analíticos podem ser realizados muito mais rapidamente do que com programas de simulação offline (Simulink/MATLAB, PSIM, por exemplo) (JÚNIOR et al., 2019). Pode ser utilizado para aplicações com implementações de Redes Inteligentes, Corrente Contínua em Alta Tensão (do inglês, *High Voltage Direct Current*) (HVDC), proteção, estudos de Unidade de Medição de Fasores (do inglês, High Phasor Measurement Unit) (PMU), sistemas com GD, aplicações de Eletrônica de Potência, dentre outras.

O *hardware* de processamento digital do RTDS é capaz de simular redes complexas usando um passo de simulação de, geralmente, $50\mu s$. O simulador também permite a utilização de sub-redes (ou sub-sistemas) que operam com passo de simulação na faixa de $1 - 4\mu s$ (denominada "*Small-dt*") para simulação de dispositivos eletrônicos de potência de comutação rápida (pontes VSC com comutação SPWM, por exemplo) (JÚNIOR et al., 2019).

A simulação digital em tempo real do sistema de energia elétrica fornece formas de onda de saída (tensões e correntes) que representam o comportamento de um sistema de energia com características mais próximas da realidade (FARUQUE et al., 2015). Além disso, este tipo de simulação tem um grande potencial devido à possibilidade de

execução de *Hardware In The Loop experimental* (FARUQUE et al., 2015; VENTURI et al., 2015).

O RTDS encontrado no Laboratório de Simulações Multiplataforma da UFJF, pode ser observado na Figura 61.



Figura 61: Real Time Digital Simulator (RTDS).

A principal interface do RTDS com o usuário é feita pelo software RSCAD, que admite operar o sistema por meio de um ambiente adequado e amigável (FERREIRA, 2015). O software de Interface gráfica de Usuário (GUI) possui uma biblioteca de componentes que permitem a modelagem em ambiente CAD do sistema elétrico a ser simulado. Em segundos, é possível realizar modificações nos parâmetros ou comutar entre diversos estudos.

B.1.2 DIGITAL SIGNAL PROCESSING AND CONTROL ENGINEERING (DSPACE)

O dSPACE foi desenvolvido na Alemanha e tem a função de implementar algoritmos em tempo real de aplicações de processamento de sinais ou controle. Pode ser aplicado no desenvolvimento de automóveis e aeroplanos, com o objetivo de analisar o desempenho do controle empregado nos projetos. Uma de suas grandes vantagens, segundo o próprio fabricante, é a possibilidade de prototipagem rápida de sistemas

de processamento de sinais e controle que é uma maneira altamente eficiente de desenvolver, otimizar e testar rapidamente novas estratégias em um ambiente real sem programação e código (DSPACE & ENGINEERING, 2019).

Em relação a sistemas de potência, o dSPACE é geralmente, utilizado para testar algoritmos de proteção do sistema elétrico, de detecção de ilhamentos, de detecção de saturação em transformadores de corrente e também pode ser integrante do supervisão em *smart grid* (RIBEIRO et al., 2013).

O equipamento dSPACE disponível no LABSIM, utilizando neste trabalho, pode ser visto na Figura 62.

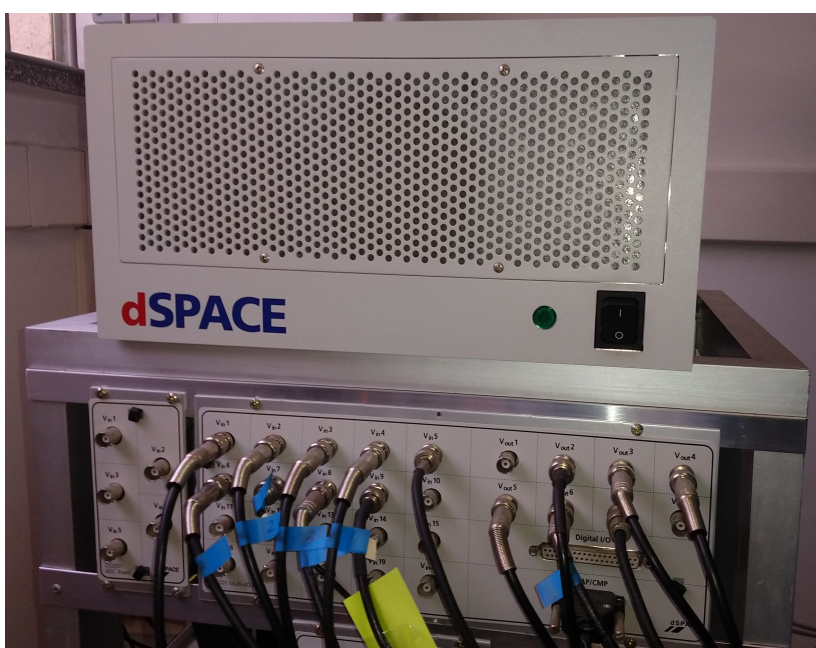


Figura 62: Digital Signal Processing and Control Engineering (dSPACE).

O *Controldesk* é um dos softwares existentes no sistema da plataforma dSPACE. Sua utilização permite realizar uma diversidade de testes com o experimento em questão por meio da modificação, em tempo real, de parâmetros do sistema simulado (VENTURI et al., 2015). Outra função deste software é o monitoramento e também a exportação das variáveis do sistema em questão (QUIJANO; PASSINO & JOGI, 2002). As curvas no tempo das variáveis estudadas podem ser geradas pela plataforma, uma vez que sua interface oferece alguma flexibilidade para uma melhor análise dos gráficos.

B.1.3 COMUNICAÇÃO ENTRE RTDS E DSPACE

Como já foi dito, a comunicação entre os equipamentos se dá através de cartões de entrada e saída (do inglês, *Input/Output* - I/Os). No RTDS, os cartões respon-

sáveis pela interface de sinais analógicos de entrada e saída são os GTA0 e GTAI, respectivamente, conforme a Figura 63.

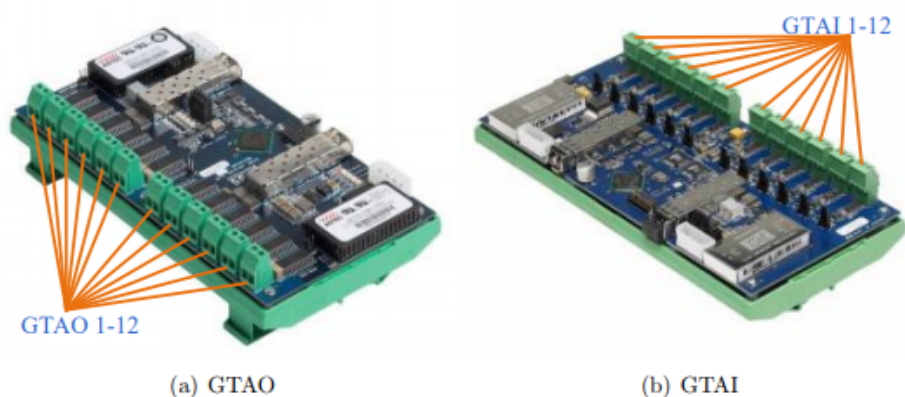


Figura 63: Placa de entrada e saída analógicos no RTDS. Fonte: adaptado do manual do fabricante.

O GTA0 (Figura 63(a)) fornece saída analógica opticamente isolada da simulação para equipamentos externos. Esse cartão, inclui doze canais de saída analógicos com faixa de saída de ± 10 volts. Os conversores digital-analógico (D/A) de 16 bits fornecem uma ampla faixa dinâmica. O GTA0 pode fornecer sinais analógicos de tensão e corrente (nesse caso, sinal analógico de tensão que representa um sinal de corrente) com uma taxa de amostragem de $1,0\mu s$. Já o cartão GTAI (Figura 63(b)) recebe entrada analógica opticamente isolada de equipamentos externos para a simulação. Esse cartão inclui 12 canais de entrada analógica com cada canal configurado com uma entrada diferencial. A faixa de entrada é de ± 10 volts. Conversores analógicos-digital (A/D) de 16 bits são usados no GTAI. Todos os 12 canais analógicos são amostrados de forma síncrona, com as amostras enviadas para a placa do processador a cada $6,0\mu s$.

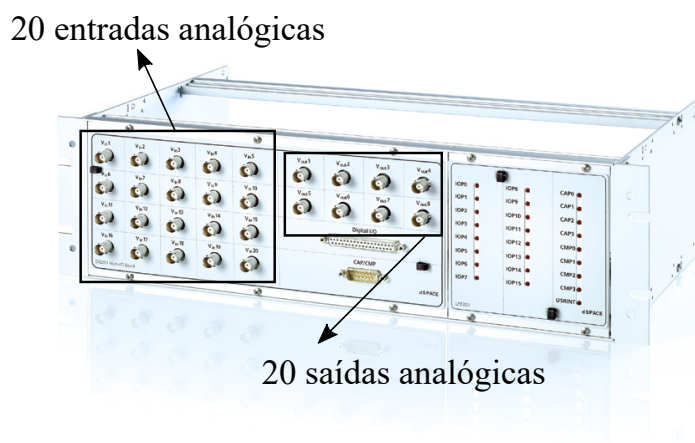


Figura 64: Placa de entrada e saída de sinais no dSPACE. Fonte: adaptado do manual do fabricante.

Agora, no dSPACE, a placa responsável pela interface de sinais analógicos de entrada e saída utilizada é a DS2201 que conta com vinte entradas e oito saídas, conforme a Figura. O equipamento contém uma placa de processamento DS1006, baseada no processador Opteron de quatro núcleos da AMD, objetivando a simulação de modelos extensos, complicados e de processamento pesado.

APÊNDICE C – DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLE PARA SIMULAÇÃO DA DETECÇÃO DE ILHAMENTO

Os sinais trifásicos de tensão e corrente estão representados no sistema de coordenadas de fase abc . Porém, dependendo do controle que se deseja implementar, esses sinais podem ser representados no sistema de coordenadas $\alpha\beta$, ou no sistema de coordenada síncrona dq . O controle utilizado nesse trabalho está no sistema de coordenada dq , o qual possui comportamento estacionário, facilitando a implementação dos filtros e o projeto dos controladores.

As tensões e correntes, por fase, são medidas no PAC e passam pelo bloco da transformada de Park do RTDS, abc to $dq\theta$, que transforma do sistema de coordenadas abc para o sistema dq . A Transformada de Park é descrita por (C.1)

$$\begin{pmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos\alpha & \cos(\alpha - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\alpha + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin\alpha & \sin(\alpha - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\alpha + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix} \quad (\text{C.1})$$

sendo $\alpha = \omega t + \varphi$, onde ω é a frequência angular em (rad/s) e φ é o ângulo de fase em (rad) do sistema de coordenadas síncrono dq .

A operação do inversor deve ser sincronizada com a rede elétrica, por isso é necessário um sistema de detecção da frequência e da fase no PAC. Tal sistema é responsável por rastrear o ângulo θ da tensão fundamental da rede e rejeitar qualquer outro tipo de distúrbio indesejado como harmônicos e desequilíbrios, por exemplo. Como o sincronismo mais utilizado atualmente é conhecido como Phase Locked Loop (PLL) aqui será utilizado o PLL baseado no sistema de coordenadas síncronas, do inglês, *Synchronous Reference Frame* (SRF-PLL). A modelagem a seguir foi baseada em (YAZDANI & IRAVANI, 2010).

Considerando os módulos das tensões trifásicas equilibrada no PAC, V_{abc} , tem-se que as componentes dq são expressas pelas equações gerais (C.2) e (C.3),

$$v_d = V_{abc} \cos(\omega_1 t + \varphi - \theta) \quad (\text{C.2})$$

$$v_q = V_{abc} \sin(\omega_1 t + \varphi - \theta) \quad (\text{C.3})$$

onde ω_1 e φ_1 são a frequência angular e o ângulo de fase da componente fundamental no PAC, respectivamente.

Analisando as equações de v_d e v_q percebe-se que se $\theta = \omega t + \varphi$ tem-se:

$$v_d = V_{abc} \quad (\text{C.4})$$

$$v_q = 0 \quad (\text{C.5})$$

O PLL, então, pode ser projetado para ajustar o ângulo θ de maneira a garantir que a componente em q da tensão seja nula em regime permanente. A Figura apresenta o diagrama de blocos da estrutura do SRF-PLL.

A relação dada em (C.6) pode ser verificada pela Figura 65,

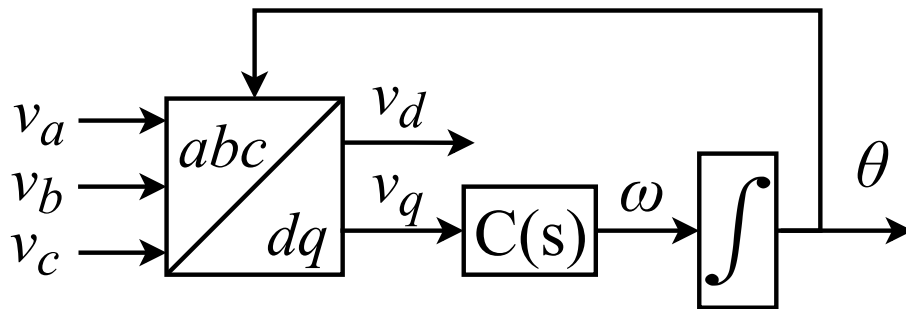


Figura 65: Diagrama de blocos do SRF-PLL.

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} = C(s)v_q \quad (\text{C.6})$$

em que ω é a frequência angular rastreada e $C(s)$ é a função de transferência do controlador proporcional integral (PI).

Substituindo (C.3) em (C.6), tem-se (C.7) que descreve um sistema PLL com dinâmica não linear.

$$\frac{d\theta}{dt} = C(s)V_{abc} \sin(\omega_1 t + \varphi - \theta) \quad (\text{C.7})$$

Quando $\omega_1 t + \varphi - \theta$, tem-se que o argumento da função senoidal torna-se próximo

de zero, sendo assim, pela aproximação para ângulos pequenos, (C.7) pode ser reescrita como:

$$\frac{d\theta}{dt} = C(s)V_{abc}\text{sen}(\omega_1 t + \varphi - \theta) \quad (\text{C.8})$$

Logo, o SRF-PLL sai da dinâmica não linear e passa para um dinâmica linear. Considerando a tensão em p.u., a função de transferência em malha fechada do SRF-PLL é dada por:

$$M_{f,PLL} = \frac{C(s)}{s + C(s)} \quad (\text{C.9})$$

Nesse trabalho o controlador PI escolhido tem a função de transferência como sendo:

$$C(s) = K_{p,PLL} \frac{1 + sT_{i,PLL}}{T_{i,PLL}} \quad (\text{C.10})$$

Sendo $K_{p,PLL}$ e $T_{i,PLL}$ o ganho proporcional em (rad/s) e a constante de tempo de integração em (s) do controlador PI do sistema PLL, respectivamente.

Substituindo (C.10) em (C.9) e fazendo algumas simplificações tem-se a função de transferência em malha fechada do SFR-PLL agora definida por:

$$M_{f,PLL} = \frac{sK_{p,PLL} + \frac{K_{p,PLL}}{T_{i,PLL}}}{s^2 + sK_{p,PLL} + \frac{K_{p,PLL}}{T_{i,PLL}}} \quad (\text{C.11})$$

Reescrevendo (C.11) em sua forma canônica, tem-se:

$$H(s) = \frac{2\xi\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (\text{C.12})$$

Logo, a frequência natural não amortecida ω_n e o coeficiente de amortecimento ξ podem ser expressos por:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_{p,PLL}}{T_{i,PLL}}} \quad (\text{C.13})$$

$$\xi = \frac{K_{p,PLL}}{2\omega_n} \quad (\text{C.14})$$

Para uma frequência natural não amortecida igual à frequência nominal da rede, $\omega_n = 377\text{rad/s}$, e para um coeficiente de amortecimento de $\xi = 0,5$, tem-se os seguintes parâmetros do controlador PI: $K_{p,PLL} = 2,94\text{rad/s}$ e $T_{i,PLL} = 0,0037\text{s}$.

O controle, da potência ativa e reativa que fluem pelo inversor, utilizado é conhecido como controle no modo corrente. Assim, a potência injetada pelo inversor é controlada através da amplitude e fase das correntes sintetizadas a partir das tensões do PAC. Tais correntes são comparadas com as correntes de referência proveniente dos reguladores de potência, I_{dref} e I_{qref} . O interior do reguladores de potência pode ser visto na Figura 66 e a modelagem do controle de corrente pode ser vista a seguir e foi baseada também em (YAZDANI & IRAVANI, 2010).

De acordo com a Figura 31 a dinâmica da corrente que sai do inversor pode ser descrita por:

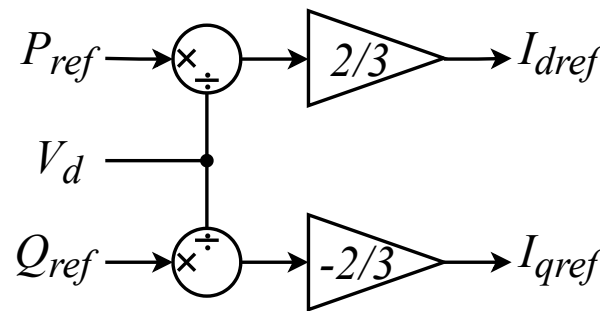


Figura 66: Regulador de potência.

$$V_{i,abc} - V_{abc} = L \frac{di_{abc}}{dt} + Ri_{abc} \quad (\text{C.15})$$

$$L \frac{di_{abc}}{dt} = -Ri_{abc} + V_{i,abc} - V_{abc} \quad (\text{C.16})$$

Aplicando a Transformada de Park em (C.16) e assumindo condições de estado permanente, tem-se a dinâmica da corrente no sistema dq representada por (C.17)

$$L \frac{di_{dq}}{dt} = L\omega_0 i_{qd} - Ri_{dq} + V_{i,dq} - V_{dq} \quad (\text{C.17})$$

A Figura representa o diagrama de blocos do regulador de corrente que está no sistema de coordenadas síncrono.

O acoplamento entre i_d e i_q é eliminado pela compensação *feed-forward* de desacoplamento, levando a dinâmica da corrente, representada por (C.17), que pode ser

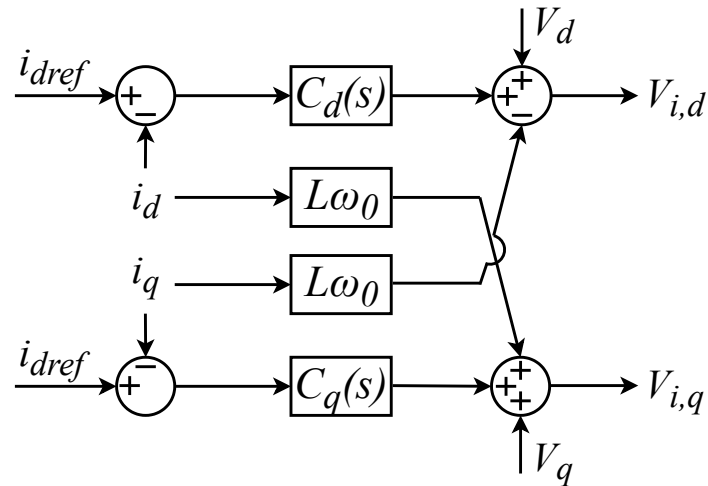


Figura 67: Diagrama de blocos do regulador de corrente.

representada por (C.18).

$$L \frac{di_{dq}}{dt} = -Ri_{dq} + V_{i,dq} - V_{dq} \quad (\text{C.18})$$

Nota-se que existe uma relação em que as tensões de saída do inversor são modeladas como entrada e de controle enquanto as tensões da rede elétrica são modeladas como distúrbio. Com o intuito de simplificar a equação (C.18), essa relação, entre as tensões de saída do inversor e da rede, pode ser modelada como uma única ação de controle u_{dq} resultando em:

$$L \frac{di_{dq}}{dt} = -Ri_{dq} + u_{dq} \quad (\text{C.19})$$

Aplicando-se a transformada de Laplace em (C.19):

$$Li_{dq}s = -Ri_{dq} + u_{dq} \quad (\text{C.20})$$

Sendo assim, a função de transferência do sistema pode ser representada por (C.21)

$$\frac{i_{dq}}{u_{dq}} = \frac{1}{Ls + R} \quad (\text{C.21})$$

Então, para esse sistema, tem-se a malha simplificada de controle no sistema de coordenadas síncrono dq representada pelo diagrama de blocos da Figura 68

A Transformada de Park faz com que as componentes passem a ter um comportamento estacionário, possibilitando as malhas de controle de i_d e i_q seguirem referências

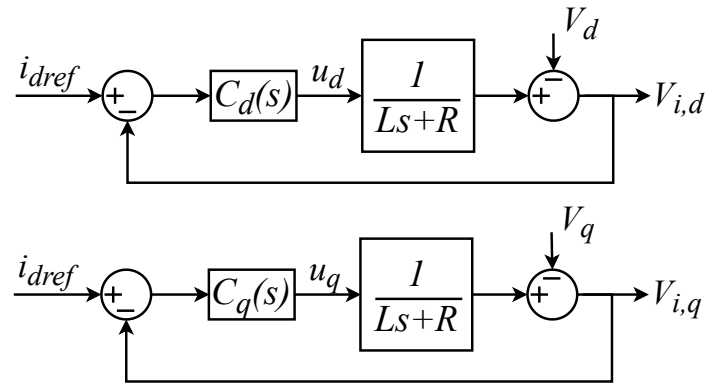


Figura 68: Diagrama de blocos simplificado do controle de corrente.

constantes. Com isso, pode-se fazer o uso de um controlador PI. A função de transferência característica do controlador PI pode ser escrita da seguinte maneira:

$$C(s) = \frac{K_{p,i}s + K_{i,i}}{s} \quad (\text{C.22})$$

Onde $K_{p,i}$ é o ganho proporcional em (H/s) e $K_{i,i}$ o ganho integral em (Ω/s) do controlador PI da malha de controle de corrente.

Como os comportamentos de ambas as componentes dq são iguais, o projeto do controlador pode ser feito em apenas um eixo e os mesmos ganhos serem aplicados em ambas as malhas de controle.

Multiplicando-se (C.21) por (C.22) tem-se a função de transferência em malha aberta do controle de corrente expressa como:

$$M_{a,i}(s) = \frac{K_{p,i}}{Ls} \frac{s + \frac{K_{i,i}}{K_{p,i}}}{s + \frac{R}{L}} \quad (\text{C.23})$$

Analisando a Equação (C.23) observa-se a existência de um pólo em $s = -\frac{R}{L}$. Pela técnica de cancelamento de pólos e zeros, o zero do controlador PI, $s = -\frac{K_{i,i}}{K_{p,i}}$, deve estar localizado em cima do pólo da função de transferência. Dessa forma, estabelece-se a relação:

$$\frac{K_{i,i}}{K_{p,i}} = \frac{R}{L} \quad (\text{C.24})$$

Utilizando (C.24) em (C.23), a função de transferência em malha aberta da planta de controle pode ser simplificada e representada por:

$$M_{a,i}(s) = \frac{K_{p,i}}{Ls} \quad (\text{C.25})$$

De acordo com (C.25) tem-se a função de transferência em malha fechada como:

$$M_{f,i}(s) = \frac{1}{\frac{Ls}{K_{p,i}} + 1} \quad (\text{C.26})$$

Sabendo que a função de transferência em (C.26) é de primeira ordem e que uma função de transferência em malha fechada e de primeiro grau representada por $M_f(s) = \frac{1}{\tau_i s + 1}$, onde τ_i é a constante de tempo do sistema em (s), tem-se que:

$$K_{p,i} = \frac{L}{\tau_i} \quad (\text{C.27})$$

E substituindo (C.27) em (C.24), tem-se que K_i pode ser calculado por:

$$K_{i,i} = \frac{R}{\tau_i} \quad (\text{C.28})$$

De acordo com (YAZDANI & IRAVANI, 2010), a constante de tempo deve ser $0,5 \leq \tau_i \leq 5ms$ para sistemas cuja frequência fundamental é de $60Hz$. Assumindo $\tau_i = 0,5ms$ e, conforme já mencionado, $R = 1\Omega$ e $L = 2mH$, tem-se que $K_{p,i} = 4H/s$ e $K_{i,i} = 2000\Omega/s$.

Finalmente, a saída do regulador de corrente passa pela transformada inversa de Park, transformando o sinal de tensão, que será enviado para o inversor, do sistema $dq0$ para o sistema abc . O bloco utilizado para essa transformada foi o *abc to dq0*.

A transformada inversa de Park é detalhada em (C.29)

$$\begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos\alpha & \text{sen}\alpha & 1 \\ \cos(\alpha - \frac{2\pi}{3}) & \text{sen}(\alpha - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\alpha + \frac{2\pi}{3}) & \text{sen}(\alpha + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{pmatrix} \quad (\text{C.29})$$

Então, o resultado da Transformada inversa de Park tem os valores das tensões V_a , V_b e V_c da saída do controlador.