

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA



PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
NUPEP - NÚCLEO DE PESQUISA EM ELETRÔNICA DE
POTÊNCIA

ÊNIO COSTA RESENDE

ESTUDO COMPARATIVO E IMPLEMENTAÇÃO DE
MÉTODOS DE ANTI-ILHAMENTO PARA SISTEMAS DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM FONTE SOLAR

UFU

2020

ÊNIO COSTA RESENDE¹

ESTUDO COMPARATIVO E IMPLEMENTAÇÃO DE
MÉTODOS DE ANTI-ILHAMENTO PARA SISTEMAS DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM FONTE SOLAR

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como requisito à obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas.

Coorientador: Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo

Banca Examinadora:

Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas – FEELT/UFU (Orientador)

Dr. Fernando Cardoso Melo – UnB, Brasília (DF) (Coorientador)

Dr. Moacyr Aureliano Gomes de Brito – UFMS, Campo Grande (MS)

Dr. Lucas Pereira Pires – UFTM, Uberaba (MG)

Uberlândia

2020

¹ A Bolsa de Estudos, para esta pesquisa, foi concedida pela CAPES, Brasil.

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

R433 2020	<p>Resende, Ênio Costa, 1994- ESTUDO COMPARATIVO E IMPLEMENTAÇÃO DE MÉTODOS DE ANTI-ILHAMENTO PARA SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM FONTE SOLAR [recurso eletrônico] / Ênio Costa Resende. - 2020.</p> <p>Orientador: Luiz Carlos Gomes de Freitas. Coorientador: Fernando Cardoso Melo. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.di.2020.585 Inclui bibliografia. Inclui ilustrações.</p> <p>1. Engenharia elétrica. I. Freitas, Luiz Carlos Gomes de ,1976-, (Orient.). II. Melo, Fernando Cardoso ,1989-, (Coorient.). III. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.</p> <p>CDU: 621.3</p>
--------------	--

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
 Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
 Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
 Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado Acadêmico, 743, PPGEELT				
Data:	Dezoito de agosto de dois mil e vinte	Hora de início:	14:00	Hora de encerramento:	17:40
Matrícula do Discente:	11822EEL009				
Nome do Discente:	Ênio Costa Resende				
Título do Trabalho:	Estudo comparativo e implementação de métodos de anti-ilhamento para sistemas de geração distribuída com fonte solar.				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Eletrônica de Potência				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Título: Desenvolvimento de inversor solar grid-tie para sistemas de pequeno porte Agência Financiadora: CAPES Início 01/10/2017 Término 30/11/2019 No. do Projeto na agência: N01/2017 - Ed. COPEL/FEELT/UFU N01/2017 - CAPES PNPD Professor Coordenador: LUIZ CARLOS GOMES DE FREITAS				

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Lucas Pereira Pires - UFTM; Fernando Cardoso Melo - UnB; Moacyr Aureliano Gomes de Brito - UFMS; Luiz Carlos Gomes de Freitas - FEELT/UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). Luiz Carlos Gomes de Freitas, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Luiz Carlos Gomes de Freitas, Professor(a) do Magistério Superior**, em 18/08/2020, às 17:40, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Moacyr Aureliano Gomes de Brito, Usuário Externo**, em 18/08/2020, às 17:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Cardoso Melo, Usuário Externo**, em 18/08/2020, às 17:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Lucas Pereira Pires, Usuário Externo**, em 18/08/2020, às 17:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site

[https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?](https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0)

[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **2136498** e o código CRC **7CC59806**.

DEDICATÓRIA

À minha mãe Sueli;

Ao meu irmão Danilo;

À minha namorada Marina;

AGRADECIMENTOS

Ao professor Luiz Carlos Gomes de Freitas, pela orientação sincera devotada a este trabalho.

Ao professor Fernando Cardoso Melo, pela coorientação e pelo acompanhamento durante todo processo de pesquisa.

Ao colega e amigo Henrique Tannús de Moura Carvalho, pelo incansável auxílio durante todo período de pesquisa, sem o qual este trabalho não existiria.

Ao professor Luiz Carlos de Freitas pelas preciosas informações fornecidas durante o trabalho.

Ao professor Ernane Antônio Alves Coelho, pelas ideias de contribuição ao tema durante a pesquisa.

Aos demais professores e alunos do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência (NUPEP). Ana, Antônio, Gustavo, Joaquim, Marcus, Matheus, Rodrigo Rimoldi, Vitor Fonseca e Vitor Gontijo.

Ao primo Nilo e ao irmão Oswaldo pela contribuição durante o processo de graduação.

À minha família, minha mãe e meu irmão, pelo apoio ao longo de toda uma vida.

À minha namorada, pela paciência durante todo o processo de pesquisa.

Ao CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, à FAPEMIG – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais e à CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, pelo suporte financeiro para o desenvolvimento do protótipo e pela bolsa de doutorado.

“No meio da curta vista que minha visão sonhadora contemplava, uma pequena ilha circular, profusamente verdejante, repousava sobre o seio do córrego. ”

Edgar Allan Poe, 1834.

Resumo

O objetivo deste texto é apresentar um estudo comparativo entre métodos de anti-ilhamento considerando três critérios fundamentais: Zona de Não Detecção (ZND), Distorção Harmônica e tempo de detecção da interrupção da rede. Primeiramente, foram oferecidos dados referentes às justificativas que norteiam a necessidade de promoção de uma gradual mudança na matriz energética, baseada na substituição de recursos não renováveis. Posteriormente, são analisadas as principais informações referentes à adoção da geração elétrica fotovoltaica. O Capítulo 2 será destinado aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede e abordará tópicos relativos ao controle dos inversores e os textos normativos que determinam os critérios mínimos qualitativos e de segurança que os inversores dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) devem alcançar. Os textos normativos analisados foram: ABNT NBR 16149, IEEE 929-2000, IEEE 1547-2003 e ABNT NBR 62116. O Capítulo 3 apresenta um resumo da teoria de Anti-Ilhamento, considerando as principais causas e consequências do fenômeno, as principais metodologias de mapeamento da ZND, a hierarquia de classificação dos métodos e um breve resumo bibliográfico dos trabalhos encontrados na literatura técnica. Além disso, foi proposto um novo método Anti-Ilhamento ativo, baseado na inserção de uma realimentação positiva de frequência. O capítulo 4 apresenta resultados de simulação para os métodos estudados e o Capítulo 5 apresenta os resultados experimentais. Verificou-se que o método proposto alcançou resultados iguais ou superiores aos demais métodos comparados com a redução da ZND, do tempo de detecção e do conteúdo harmônico de corrente.

Palavras-Chave: *Anti-Ilhamento, Geração Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Tempo de Detecção, Zona de Não Detecção.*

Abstract

The purpose of this work is to present a comparative analysis among different anti-islanding techniques considering three fundamental criteria: Non-Detection Zone (NDZ), Harmonic Distortion and the grid interruption detection time. Firstly, were provided data that justify the importance of promoting a gradual transformation over the global energy matrix, based on the replacement of the non-renewable resources. Subsequently, the main information regarding to the adoption of photoelectric generation is analyzed. Chapter 2 will be aimed at the Grid-Tie Photovoltaics Systems (GTPS) and will cover the topics related to the control of the inverters and the Standards that determine the minimum qualitative and safety criteria that the GTPS inverters must reach. The normative texts considered were: ABNT NBR 16149, IEEE 929-2000, IEEE 1547-2003 and ABNT NBR 62116. Chapter 3 presents a summary of the anti-islanding theory, considering the main causes and consequences of the phenomenon, the Non-Detection Zone (NDZ) mapping methodologies and a brief bibliographic summary of the works found in the technical literature. Beyond that, it was proposed a new Active Anti-Islanding Method based on the frequency positive feedback. Chapter 4 will present the computational results of the selected methods and Chapter 5 will present the experimental results. It was found that the proposed method achieved equal or better results than the other studied Anti-Islanding strategies with the reduction of the NDZ, of the detection time and of the current harmonic content.

Keywords: *Anti-Islanding, Distributed Generation, Grid Tied Photovoltaic Systems, Non Detection Zone, Time Detection.*

Lista de Figuras

Figura 1 – Matriz energética global, em valores percentuais, no ano de 2018.	17
Figura 2 – Evolução da geração anual de empregos advindos de fontes renováveis de energia	18
Figura 3 – Evolução da geração anual de empregos advindos da geração fotovoltaica.....	19
Figura 4 – Capacidade Solar Mundial Instalada por ano.....	22
Figura 5 – Capacidade Solar Instalada Por País em 2018	22
Figura 6 – Redução de Custos da Energia Fotovoltaica.....	23
Figura 7 – Diagrama de Blocos de um PLL	34
Figura 8 – Diagrama de Blocos de um PLL Clássico.....	35
Figura 9 – Diagrama de Blocos de um filtro SOGI.....	36
Figura 10 – Diagrama de Blocos de um PLL SOGI.....	36
Figura 11 – Diagrama de Blocos do Teste de Anti-Ilhamento.....	40
Figura 12 – Classificação dos métodos locais de Anti-Ilhamento.....	46
Figura 13 – Tensão após o Ilhamento para o equilíbrio entre potência fornecida e potência consumida.....	50
Figura 14 – Tensão após o Ilhamento quando a potência fornecida é maior que a demandada	50
Figura 15 – Tensão após o Ilhamento quando potência fornecida é menor que a demandada	50
Figura 16 – ZND do Método de Sobre/Sub Tensão e Frequência	52
Figura 17 – Forma de onda da referência de corrente sob o método AFD.....	58
Figura 18 – ZND do método AFD para frações de corte positiva e negativa.	59
Figura 19 – Forma de onda da referência de corrente sob o método AFD.melhorado	61
Figura 20 – Relação DHT x K.....	62
Figura 21 – Forma de onda da referência de corrente sob o método proposto por (CHEN et al., 2013).....	63
Figura 22 – Relação $DHT_i \times \theta_z$ para o método AFD proposto por (CHEN et al., 2013).....	64
Figura 23 – Comparação entre as ZND's do método clássico e daquele proposto por (CHEN et al., 2013).....	64
Figura 24 – cf do método AFDPCF.	65
Figura 25 – ZND do método AFDPCF para $cf_{max} = 0,03$ e $cf_{min} = -0,03$	66
Figura 26 – ZND do método AFDPF para diferentes valores de K.	68
Figura 27 – ZND do método AFDPF para diferentes valores de cf_0	68
Figura 28 – ZND do método AFDPF proposto por (AL HOSANI; QU; ZEINELDIN, 2015).	69
Figura 29 – Comparação entre a ZND do Método Proposto e a do método de (CHEN et al., 2013).....	70
Figura 30 – Relação $K \times Qf$ do método proposto.....	71
Figura 31 – Diagrama de blocos do sistema ensaiado.....	75
Figura 32 – Diagrama de blocos do sistema de controle.....	77
Figura 33 – Variação de Sobre Frequência.	78

Figura 34 – Variação de Sub Frequência.....	78
Figura 35 – Parâmetros do controlador PR.	81
Figura 36 – Forma de onda da corrente de saída do inversor e sua referência quando sem a implementação de um método AI.....	82
Figura 37 – Forma de onda da corrente de saída do inversor e sua referência advindo da implementação do método AFD.....	82
Figura 38 – Forma de onda da corrente de saída do inversor e sua referência quando sem a implementação de um método proposto por (CHEN et al., 2013).	83
Figura 39 – Inversor sem Método de Anti-Ilhamento.	86
Figura 40 – Inversor com o Método AFD.	87
Figura 41 – Inversor com Método AFDPF.....	87
Figura 42 – Inversor com Método proposto em (CHEN et al., 2013).	88
Figura 43 – Inversor com Método proposto por este trabalho.	89
Figura 44 – Inversor para o Teste AFDPCF1.....	90
Figura 45 – Estrutura de potência utilizada durante os ensaios de Anti-Ilhamento.	93
Figura 46 – Frequência Pós Ilhamento	94
Figura 47 – Carga RLC utilizada durante os ensaios de Anti-Ilhamento.....	95
Figura 48 – Inversor sem Método de Anti-Ilhamento	96
Figura 49 – Inversor com Método AFD	97
Figura 50 – Inversor com Método proposto por (CHEN et al., 2013).	97
Figura 51 – Espectro Harmônico da Tensão da Rede.	98
Figura 52 – Inversor sem Método de Anti-Ilhamento	99
Figura 53 – Espectro Harmônico da corrente do método AFD.....	100
Figura 54 – Espectro Harmônico da corrente do método AFDPF.	101
Figura 55 – Espectro Harmônico da corrente do método proposto por (CHEN et al., 2013).	102
Figura 56 – Espectro Harmônico da corrente do método proposto por este estudo.....	102
Figura 57 – Espectro Harmônico da corrente do método AFDPCF.....	103
Figura 58 – Teste AI para o método AFD	105
Figura 59 – Frequência para o método AFD.	105
Figura 60 – Ilha e Trip para o método AFD	106
Figura 61 – Teste AI para o método AFDPF.	106
Figura 62 – Frequência para o método AFDPF.....	107
Figura 63 – Ilha e Trip para o método AFDPF.....	107
Figura 64 – Teste AI para o método proposto por (CHEN et al., 2013)	108
Figura 65 – Frequência para o método proposto por Wu Chen.....	108
Figura 66 – Ilha e Trip para o método proposto por Wu Chen	109
Figura 67 – Teste AI para o método proposto	109
Figura 68 – Frequência para o método proposto	110
Figura 69 – Ilha e Trip para o método proposto	110
Figura 70 – Teste AI para o método AFDPCF	111
Figura 71 – Frequência para o método AFDPCF	111
Figura 72 – Ilha e Trip para o método AFDPCF	112

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz Energética Brasileira	23
Tabela 2 – Normas para sistemas fotovoltaicos.	37
Tabela 3– Normas Para Sistemas Fotovoltaicos: Tensão.....	38
Tabela 4 – Normas Para Sistemas Fotovoltaicos: Frequência.....	38
Tabela 5 – Normas Para Sistemas Fotovoltaicos: Harmônicos.....	39
Tabela 6 – Condições de carga para teste de Anti-Ilhamento.	41
Tabela 7 – Condições de Potência.....	43
Tabela 8 – Testes de Anti-Ilhamento para condição A	44
Tabela 9 – Limiares de Tensão e Frequência.	44
Tabela 10 – Limites de Tensão e Frequência	52
Tabela 11 – Parâmetros Elétricos	76
Tabela 12 – Parâmetros do controlador PR.	80
Tabela 13 – Parâmetros dos Métodos Anti-Ilhamento	84
Tabela 14 – Distorção Harmônica de Tensão do PAC sob diferentes condições.....	85
Tabela 15 – Parâmetros dos Métodos Anti-Ilhamento	86
Tabela 16 – Tempo de Detecção.	90
Tabela 17 – Parâmetros dos Métodos Anti-Ilhamento.	99
Tabela 18 – Parâmetros dos Métodos Anti-Ilhamento	104
Tabela 19 – Tempo de Detecção Experimentais	112
Tabela 20 – Aspectos qualitativos dos métodos de anti-ilhamento abordados no texto.	114

SUMÁRIO

1) CAPÍTULO I	17
FONTES RENOVÁVEIS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	17
1.1 FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA	17
1.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	20
1.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	21
1.4 ILHAMENTO: REGULAMENTAÇÕES E RECOMENDAÇÕES.....	25
1.5 OBJETIVOS	27
1.5.1 <i>Objetivos específicos</i>	28
1.6 METODOLOGIA.....	28
1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	29
1.8 CONCLUSÃO.....	31
2) CAPÍTULO II.....	32
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE	32
2.1 INTRODUÇÃO	32
2.2 CONFIGURAÇÕES DOS SFCR.....	32
2.3 RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT)	33
2.4 MALHAS DE CAPTURA DE FASE (<i>PHASE LOCKED-LOOP – PLL</i>)	33
2.4.1 <i>PLL Clássico</i>	35
2.4.2 <i>PLL SOGI</i>	36
2.5 TEXTOS NORMATIVOS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	37
2.5.1 <i>Limiares Para Variação de Tensão</i>	38
2.5.2 <i>Limiares Para Variação de Frequência</i>	38
2.5.3 <i>Distorção Harmônica</i>	38
2.5.4 <i>Proteção Anti-Ilhamento</i>	39
2.5.4.1 Requisitos Anti-Ilhamento: IEEE 929	40
2.5.4.2 Requisitos Anti-Ilhamento: IEEE 1547	42
2.5.4.3 Requisitos Anti-Ilhamento: ABNT NBR 62116	42
2.6 CONCLUSÃO.....	44
3) CAPÍTULO III	45
MÉTODOS DE ANTI-ILHAMENTO	45
3.1 INTRODUÇÃO	45
3.2 ZONA DE NÃO DETECÇÃO.....	47
3.3 MÉTODOS PASSIVOS	48
3.3.1 <i>Detecção de Sobre e Sub Tensão e Frequência</i>	49
3.3.2 <i>Detecção do Salto de Fase</i>	53
3.3.3 <i>Taxa de Variação de Frequência (Rate of Change of Frequency – ROCOF)</i>	54
3.3.4 <i>Taxa de Variação da diferença do ângulo de fase</i>	55

3.3.5 Detecção da Variação Harmônica.....	56
3.4 MÉTODOS ATIVOS.....	57
3.4.1 Active Frequency Drift (AFD).....	58
3.4.2 Improved Active Frequency Drift.....	60
3.4.3 Active Frequency Drift proposto por (CHEN et al., 2013).....	62
3.4.4 Active Frequency Drift with Pulsating Chopping Factor (AFDPCF)	65
3.4.5 Active Frequency Drift with Positive FeedBack (AFDPF).....	67
3.4.6 Método Proposto.....	70
3.5 CONCLUSÕES	72
4) CAPÍTULO IV.....	75
RESULTADOS COMPUTACIONAIS DOS ENSAIOS DE ANTI-ILHAMENTO	75
4.1 INTRODUÇÃO	75
4.2 CONSTRUÇÃO DA SIMULAÇÃO	75
4.3 PHASE LOCKED LOOP SOGI (PLL-SOGI).....	77
4.4 DESENVOLVIMENTO DO MÉTODO PASSIVO DE ANTI-ILHAMENTO	79
4.5 CONTROLADOR DE CORRENTE	79
4.6 IMPLEMENTAÇÃO DOS MÉTODOS ATIVOS DE ANTI-ILHAMENTO.....	81
4.7 METODOLOGIA DE TESTES	83
4.8 AVALIAÇÃO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA	84
4.9 TEMPO DE DETECÇÃO	85
4.10 CONCLUSÃO.....	91
5) CAPÍTULO V	92
DISCUSSÃO DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS.....	92
5.1 INTRODUÇÃO	92
5.2 MONTAGEM EXPERIMENTAL.....	92
5.3 CARGA RLC	93
5.4 SISTEMA DE CONTROLE DO INVERSOR	95
5.5 IMPLEMENTAÇÃO DOS MÉTODOS	95
5.6 AVALIAÇÃO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA	98
5.7 TEMPO DE DETECÇÃO	104
5.8 CONCLUSÃO.....	113
6) CAPÍTULO VI.....	115
CONCLUSÕES GERAIS	115
6.1 CONCLUSÕES	115
6.2 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	118
6.3 PUBLICAÇÕES CORRELATAS A ESSE TRABALHO.....	118
7) Referências Bibliográficas	120

SIMBOLOGIA

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AFD	<i>Active Frequency Drift</i>
AFDPCF	<i>Active Frequency Drift with Pulsating Chopping Factor</i>
AFDPF	<i>Active Frequency Drift with Positive Feedback</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BF	Bloco de Filtragem
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CH_4	Gás Metano
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CIGRE	<i>International Council on Large Electric Systems</i>
CO_2	Dióxido de Carbono
DF	Detector de Fase
DHT	Distorção Harmônica Total
DTT	Distorção Total de Tensão
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases do Efeito Estufa
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NBR	Norma Brasileira
OCT	Oscilador Controlado por Tensão
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PAI	Proteção Anti-Ilhamento
PMP	Ponto de Máxima Potência
PR	Proporcional Ressonante
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SFA	Sistema Fotovoltaico Autônomo

SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFH	Sistema Fotovoltaico Híbrido
SGD	Sistema de Geração Distribuída
ZND	Zona de Não Detecção

CAPÍTULO I

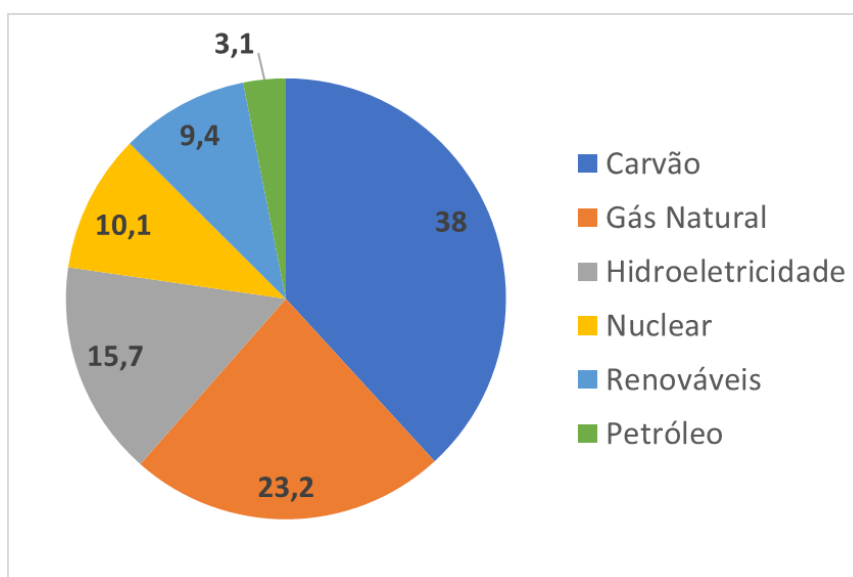
Fontes Renováveis e Geração Distribuída

1.1 Fontes Renováveis de Energia

A escassez dos combustíveis fósseis, aliada à necessidade de reverter os efeitos negativos advindos do aquecimento global, fomenta uma gradual e pujante transformação da matriz energética mundial baseada na substituição dos combustíveis fósseis por fontes alternativas de energia. Dentre os motivos que embasam a necessidade de uma mudança do panorama de geração de energia destacam-se: a redução do aquecimento global, a geração de emprego e a redução do consumo de água.

O relatório “*BP Statistical Review of World Energy*” (BP, 2019), que fornece informações sobre geração e consumo de eletricidade no mundo ao longo das últimas três décadas, demonstra que a queima de carvão foi a maior responsável pela geração elétrica global com 38% em 2018. O segundo combustível mais utilizado foi o gás natural com 23,2%, seguido pela hidroeletricidade e pela energia nuclear. A Figura 1 apresenta, em valores percentuais, a participação por fonte na matriz energética global.

Figura 1 – Matriz energética global, em valores percentuais, no ano de 2018.

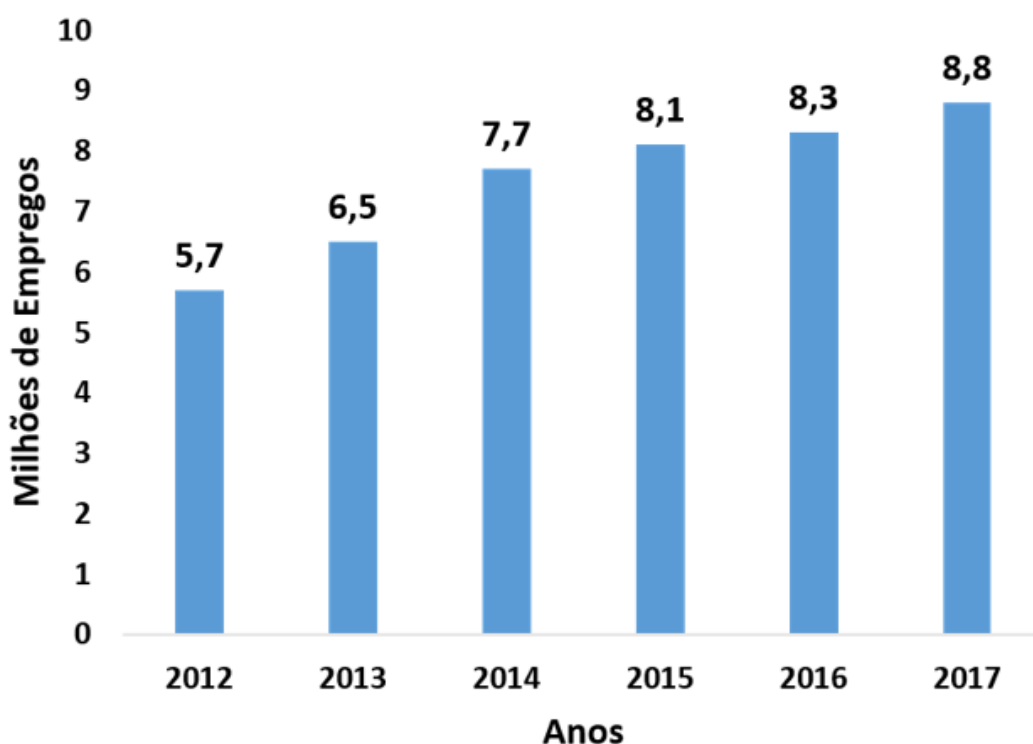


Fonte: (BP, 2019).

É importante considerar que tanto o uso do carvão quanto o do gás natural para geração elétrica provocam a emissão de gases do efeito estufa (GEE), mais especificamente o dióxido de carbono (CO_2), ao mesmo tempo que grandes centrais hidrelétricas acarretam na liberação de metano (CH_4) (MMA, 2016). É possível perceber, portanto, as fortes contribuições do setor de geração energética para o fenômeno do aquecimento global, uma vez que as três principais fontes de geração energética são emissoras de GEE. Assim, a adoção de energias renováveis, com exceção da hidráulica, pode mitigar os impactos advindos do aquecimento global, visto que sua operação não está atrelada à emissão de CO_2 ou CH_4 . Além disso, a energia Fotovoltaica (FV) pode significar redução da participação de termelétricas no setor elétrico brasileiro (LIRA et al., 2019).

É necessário considerar ainda que o relatório da *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2019a) sobre as oportunidades de emprego decorrentes da adoção da energia renovável indicou que 8,8 milhões de pessoas foram empregadas, direta ou indiretamente, no setor de energias renováveis com exceção da fonte hidráulica. A Figura 2 apresenta o crescimento do setor de energias renováveis de 2012 até 2017.

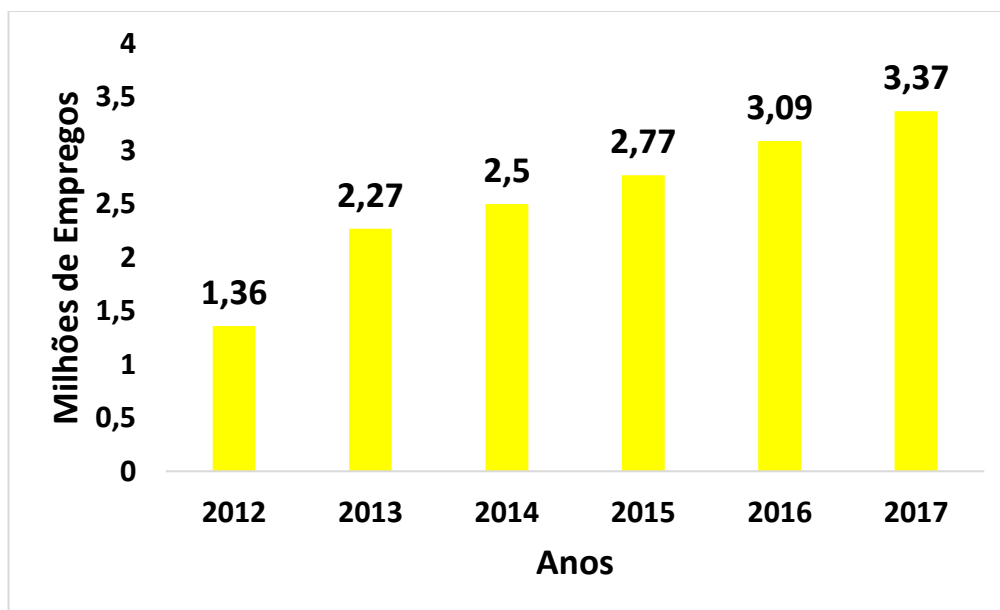
Figura 2 – Evolução da geração anual de empregos advindos de fontes renováveis de energia



Fonte: (IRENA, 2019b).

O relatório ainda aponta que os norteadores para essa evolução se encontram no desenvolvimento de políticas governamentais de fomento à expansão da geração renovável e na consequente popularização dessas tecnologias. A fonte fotovoltaica foi a maior empregadora totalizando 3,4 milhões de empregos, sendo a maior responsável pelas taxas de crescimento anuais. A Figura 3 demonstra, em milhões, os empregos relacionados à geração fotovoltaica.

Figura 3 – Evolução da geração anual de empregos advindos da geração fotovoltaica



Fonte: Fonte: (IRENA, 2018b).

Outra importante questão que fundamenta a adoção de fontes alternativas de energia, diz respeito à redução do consumo de água, uma vez que o recurso hídrico é utilizado extensivamente no processo de produção energética, especialmente para refrigeração. Exceção feita à produção hidrelétrica e à geotermal, as demais fontes renováveis podem reduzir, significativamente, o volume de água destinado à produção de eletricidade, especialmente a eólica e a solar.

Em (NREL, 2011), por exemplo, são levantados dados relativos ao consumo de água para geração elétrica por diferentes recursos, sejam eles renováveis ou não renováveis. Embora a demanda pelo recurso hídrico varie significativamente em função das tecnologias e dos métodos de resfriamento empregados, a energia fotovoltaica e a eólica apresentam níveis quase insignificantes de consumo de água durante a produção energética. No entanto, faz-se necessária a ressalva de que tais níveis são alcançados apenas mediante a adoção da geração

distribuída. Conforme mencionado em (MIELKE et al., 2010) grandes centrais termelétricas solares, por exemplo, demandam consumo de água próximo das termelétricas.

Por fim, através do que foi exposto, tornam-se claras as motivações para adoção de fontes energéticas com menor potencial poluidor. De fato, a geração elétrica mediante recursos renováveis abre uma gama de oportunidades econômicas através da geração de empregos e no desenvolvimento de novas tecnologias, ao mesmo tempo que apresenta capacidade de reduzir a emissão de gases do efeito estufa e do consumo dos recursos hídricos.

1.2 Geração Distribuída

O termo Geração Distribuída (GD) apresenta uma série de definições não consistentes na literatura técnica (ACKERMANN; ANDERSON; SODER, 2001). Em (BHADORIA; PAL; SHRISVASTAVA, 2013) é proposto um estudo de revisão entre as mais diferentes definições encontradas em artigos técnicos e textos normativos.

O Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) define GD como a geração de eletricidade por centrais suficientemente pequenas para que possam ser conectadas próximas ao consumidor final. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), GD é qualquer unidade geradora que atende consumidores locais ou que fornece suporte à rede de distribuição, sendo conectada em níveis de tensão de distribuição. Por fim, o Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (CIGRE) define GD como todas unidades de geração com capacidade máxima variando entre 50 MW e 100 MW conectadas à rede de distribuição que não possuem planejamento centralizado.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio de sua resolução normativa 482 de 17 de abril de 2012, estabeleceu as regras mínimas relativas ao acesso de microgeração e minigeração distribuídas à rede elétrica de distribuição. Neste texto é realizada a distinção entre mini e micro GD. Seguem abaixo as duas definições retiradas da resolução (ANEEL, 2012):

- Microgeração distribuída: sistemas de geração de eletricidade cuja capacidade instalada igual ou inferior a 75 kW. Esse sistema deverá apresentar cogeração qualificada ou fontes renováveis;

- Minigeração distribuída: sistemas de geração de eletricidade cuja capacidade instalada situe-se entre 75 kW e 3 MW para fontes hídricas. Para sistemas de cogeração qualificada ou outras fontes renováveis, o limite é de 5 MW;

As principais vantagens atreladas à adoção das GDs baseiam-se no seu baixo custo de implementação comparado às centrais de geração elétrica em larga escala. Além disso, os Sistemas de Geração Distribuída (SGD) acarretam a redução de perdas elétricas nas linhas de transmissão e distribuição, aumentam a confiabilidade do sistema elétrico e diminuem a necessidade de grandes obras de expansão do sistema de geração energética (GIL; JOOS, 2008). Por outro lado, existem algumas desvantagens relativas ao crescimento da penetração de SGD na rede de distribuição, tais como, a maior complexidade de planejamento energético, maior sofisticação dos sistemas de proteção e a possibilidade de ilhamento.

1.3 Geração Fotovoltaica

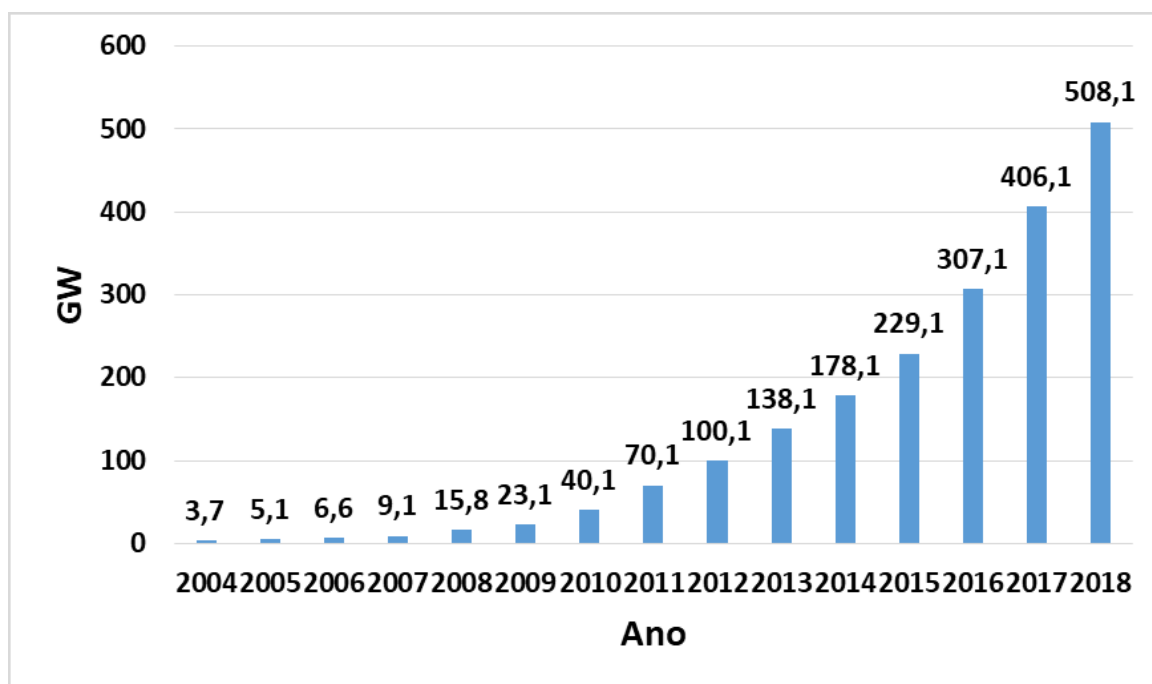
Existem várias fontes de energia consideradas renováveis, podendo-se destacar a fotovoltaica, a eólica, a biomassa e a hidráulica. A hidráulica necessita da estocagem de grandes volumes de água e a energia de biomassa está ligada à emissão de gases do efeito estufa. Assim, as fontes renováveis mais atreladas à proteção ambiental e à sustentabilidade são a eólica e a solar fotovoltaica.

O uso da energia fotovoltaica baseia-se no efeito fotoelétrico, através da excitação luminosa de células fabricadas com material semicondutor, especialmente o silício. A saída dos módulos fotovoltaicos fornece potência elétrica em corrente contínua (CC). A conversão da potência CC para corrente alternada (CA) é realizada pelo conversor CC-CA. Existem três tipos de sistemas fotovoltaicos (SF): os que trabalham de maneira autônoma, os que trabalham conectados à rede elétrica da concessionária e os sistemas híbridos.

A capacidade da geração solar mundial tem crescido exponencialmente dos últimos 14 anos conforme mostra a Figura 4. De 2004 até 2018, a potência de geração fotovoltaica cresceu de 3,7 GW instalados para 508,1 GW instalados. A Figura 5, por sua vez, ressalta a contribuição dos principais países em termos de capacidade fotovoltaica instalada. A China apresenta a liderança global com 176 GW instalados, seguida pelos Estados Unidos, Brasil e Alemanha (STATISTA, 2019). É necessário ressaltar que a grande participação do Brasil na capacidade

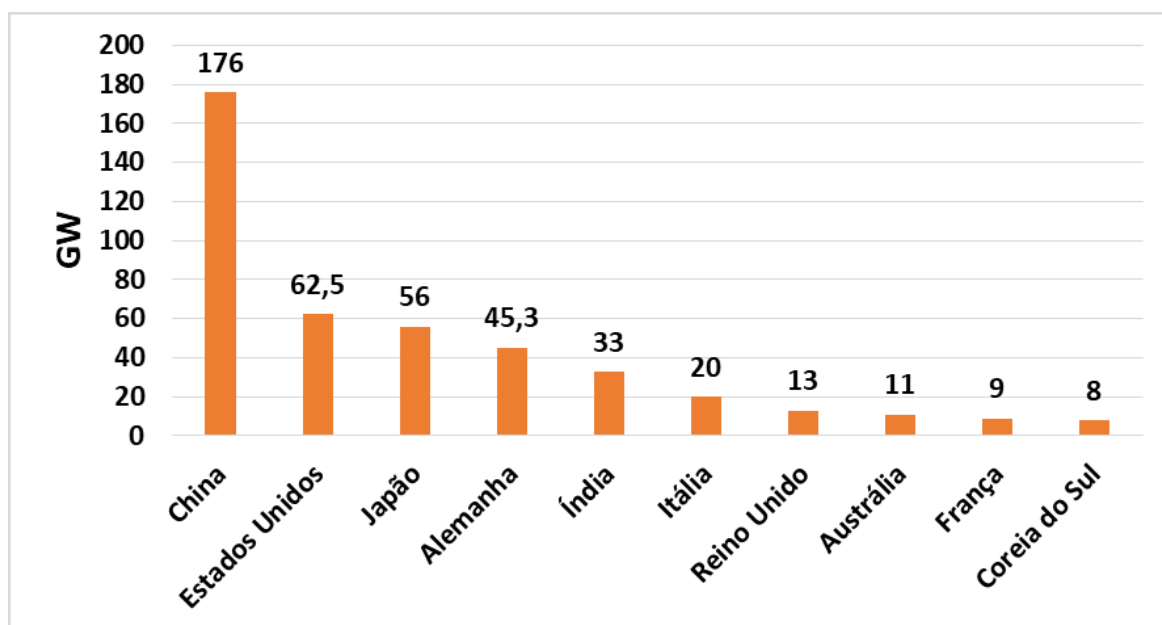
solar instalada global decorre, principalmente, em virtude das dimensões continentais do país. Como será mostrado adiante, o tamanho porcentual da produção fotovoltaica na matriz energética brasileira é ainda bastante pequeno.

Figura 4 – Capacidade Solar Mundial Instalada por ano



Fonte: (STATISTA, 2019)

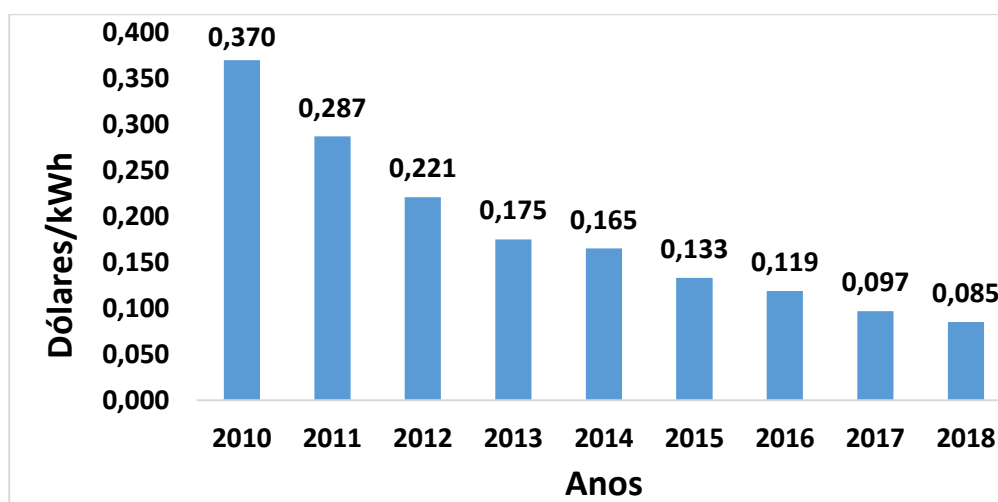
Figura 5 – Capacidade Solar Instalada Por País em 2018



Fonte: (STATISTA, 2019)

É importante observar que a popularização das tecnologias acarreta na redução dos custos da energia produzida por kWh. O relatório “*Renewable Power Generation Costs in 2018*” (IRENA, 2019b) trouxe um inventário de dados relativos ao custo da energia gerada por Sistemas Fotovoltaicos (FV) enquanto GD. As informações mostram que, de 2010 até 2018, foi verificada uma redução global no preço do kWh de 77%, variando de 37 para 8,5 centavos de dólar. A Figura 6 demonstra a tendência de queda no período anunciado.

Figura 6 – Redução de Custos da Energia Fotovoltaica



Fonte: (IRENA, 2019b)

É importante notar ainda que, a Figura 5 trata de valores absolutos de capacidade instalada. Apesar de possuir níveis de irradiância bastante altos, o Brasil não apresenta um bom aproveitamento do potencial fotovoltaico de seu território uma vez que mais da metade de sua produção energética é realizada por meio do aproveitamento hidráulico. A fonte solar, por sua vez, representa apenas 1,1 % da geração elétrica conforme mostra a Tabela 1 (EPE, 2019).

Tabela 1 – Matriz Energética Brasileira

	2018 (GW)	Part. % (2018)
Total	162,840	100.0%
Usinas Hidrelétricas	98,287	60.4%
Usinas Termelétricas	40,523	24.9%
PCH	5,157	3.2%
CGH	695	0.4%
Usinas Nucleares	1,990	1.2%
Usinas Eólicas	14,390	8.8%
Solar	1,798	1.1%

Fonte: (EPE, 2019)

Existem três tipos de sistemas para geração fotovoltaica: Sistemas Fotovoltaicos Autônomos (SFA), Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) e Sistemas Fotovoltaicos Híbridos (SFH).

Os SFA dependem de um sistema de reserva energética que geralmente é composto por baterias. Dessa forma, quando a energia gerada é maior que a demandada, o excesso é estocado pelo sistema de reserva. Durante a noite, ou enquanto a potência consumida pelas cargas for maior do que a gerada pelo arranjo fotovoltaico, o conjunto de baterias é responsável por fornecer a energia faltante. No entanto, é necessário ressaltar que, devido ao alto custo das baterias e suas limitações técnicas, os SFA são mais comuns em áreas isoladas ou em situações emergenciais (KHAYAMY; OJO; SOTA, 2014).

Por outro lado, os SFCR dispensam qualquer sistema de reserva energética. Eles dependem de medidores bidirecionais capazes de registrar a potência enviada ou recebida da rede concessionária. Assim, em situações nas quais a geração é maior que o consumo, verifica-se o fluxo de energia elétrica do SGD para a rede elétrica e quando a demanda é maior que a geração a eletricidade flui em sentido oposto. A presença da rede da concessionária é, portanto, essencial para que se mantenha controle sobre tensão e frequência no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ; 2011).

Por fim, existem os SFH, que apresentam a capacidade de trabalhar em paralelo com a rede elétrica da concessionária ou de forma ilhada. Esse tipo de geração fotovoltaica depende, além de um banco de baterias para garantia de reserva energética em caso de perda de conexão à rede, de um dispositivo de seccionamento físico automático que impossibilite o fluxo de potência do arranjo fotovoltaico para a rede em caso de interrupção. Além disso, o equipamento inversor dos SFH deve ser capaz de operar tanto como fonte de corrente (em operação conectada à concessionária) e tanto como fonte de tensão (quando operando de forma isolada) (URJA, 2018).

Uma vez que o objetivo do texto aqui apresentado concentra-se no estudo das técnicas de anti-ilhamento, o estudo proposto dedicar-se-á aos SFCR. Esses sistemas apresentam descontrole de tensão e frequência em operação ilhada e, portanto, devem ser desligados após o ilhamento. É importante ressaltar também que os mesmos algoritmos podem ser utilizados pelos SFH para detectar a desconexão da rede e para que o sistema de controle do equipamento inversor realize a transição de operação como fonte de corrente para fonte de tensão.

1.4 Ilhamento: Regulamentações e Recomendações

Os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) são normas técnicas e padronizadoras do acesso à rede de distribuição produzidas pela ANEEL. O principal objetivo destes documentos é definir os principais requisitos de proteção e de qualidade de energia pertinentes aos sistemas de distribuição em território nacional. Eles representam um total de 9 módulos, sendo o terceiro responsável pela conexão e uso da rede (acesso) de consumidores com geração própria (ANEEL, 2016).

Dentre os principais dispositivos de operação relativos à SGD conectados à rede destacam-se: proteção contra sub e sobre tensão e frequência, dispositivos de sincronização, elemento de seccionamento da GD em relação à rede da concessionária e proteção contra a operação ilhada. Exceção feita ao elemento de seccionamento, que deverá ser físico, as demais proteções podem constituir-se de relés físicos ou de algoritmos digitais embarcados no código de controle do equipamento inversor.

Além disso, em seu manual de distribuição denominado “Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig” (CEMIG, 2019), a concessionária mineira adota os mesmos requisitos em relação ao fenômeno do ilhamento. A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), por sua vez, destaca 14 tópicos para certificação de inversores em SFCR. Os mencionados tópicos estão presentes em três textos normativos: ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116.

A ABNT NBR 16149 compõe-se de recomendações para que se conecte o equipamento inversor à rede de distribuição. A ABNT NBR 16150:2013 estabelece procedimentos e condições de ensaio destinados à verificação do cumprimento das recomendações estipuladas pela anterior. Por fim, a ABNT NBR IEC 62116 é uma tradução literal da IEC 62116 que trata especificamente das condições de ensaio do dispositivo de proteção contra interrupção da rede. Nela são estipulados: os equipamentos necessários para a realização dos testes de anti-ilhamento e os requisitos mínimos que os deverão atender, as condições de carga para as quais a Proteção de Anti-Ilhamento (PAI) deve atuar e o tempo máximo de atuação.

Internacionalmente, podem ser citados os seguintes textos normativos: IEEE 929:2000, IEEE 1547:2003 e IEC 62116:2014. A IEEE 929 fornece orientações sobre os equipamentos e funções necessárias para garantir a correta operação de sistemas fotovoltaicos conectados à

rede. Nessa norma, são apresentados os requisitos de segurança necessários para a segura operação do equipamento inversor e são expostas as condições de teste para a PAI. Por sua vez, a IEEE 1547 versa sobre as especificações técnicas sobre a interconexão entre os sistemas de distribuição de eletricidade e os SGD. Um ponto altamente destacável da IEEE 1547 é a presença das equações para parametrização da carga local que deve estar conectada ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC) durante os ensaios de anti-ilhamento.

Conforme pode ser percebido, existe uma grande preocupação dos textos normativos com o fenômeno do ilhamento. Tal preocupação justifica-se à medida que a operação ilhada de um inversor atracado à rede elétrica pode causar prejuízos técnicos e acarretar em riscos para a segurança de operadores e usuários do sistema de distribuição. Dentre as principais consequências negativas decorrentes da formação de uma ilha elétrica podem ser destacadas: acidentes com trabalhadores e operadores do sistema elétrico e perda de equipamentos advindas das variações de tensão e frequência. Além disso, o religamento da rede da concessionária pode ocorrer fora de sincronismo com a tensão elétrica de distribuição.

Os textos normativos estipulam somente os requisitos mínimos que uma PAI deve alcançar, não estipulando qual tipo de estratégia de proteção deve ser empregada. A pesquisa acadêmica das últimas duas décadas foi responsável pela determinação de um vasto e sortido conjunto de algoritmos de anti-ilhamento (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011)..

Convencionou-se dividi-los de acordo com duas características. A primeira delas é a localização do método. Métodos locais estão localizados do lado do SGD e métodos remotos do lado da concessionária. A segunda categoria diz respeito ao nível de intromissão do método na operação do inversor. Métodos passivos restringem-se a monitorar grandezas que sofrem variações após a formação do ilhamento e compará-los com limiares pré-estabelecidos pelos textos normativos. Métodos ativos, por sua vez, inserem pequenas variações em parâmetros de operação dos inversores solares fotovoltaicos, tais como: fator de potência, forma de onda de corrente, distorção harmônica de corrente ou frequência.

Os fatores mais determinantes para avaliação de uma PAI são: efeitos na qualidade de energia, tempo de detecção e Zona de Não-Detecção (ZND), compreendida como as condições de carga em que o método não é capaz de detectar a interrupção da rede. Além destes, pode-se citar a capacidade de operar com mais de um inversor conectado na ilha, visto que alguns métodos podem anular-se mutuamente, cancelando seu poder de detecção (HONG; HUANG, 2014). Os métodos passivos não inserem nenhuma distorção nas variáveis de operação do

inversor, não provocando nenhuma degradação harmônica na energia elétrica do PAC. No entanto, as distorções inseridas pelas estratégias ativas reduzem, significativamente, a ZND. Dessa forma, é necessário realizar um estudo científico a fim de analisar desvantagens e vantagens de cada técnica.

É necessário considerar ainda, que a literatura especializada realizou prodigiosas reduções das distorções harmônicas provocadas pelos algoritmos de anti-ilhamento ativos, assim como da ZND a eles associada, a partir da inserção da realimentação positiva de frequência (HUANG et al., 2013). Dessa forma, uma boa estratégia para a criação de uma PAI, baseia-se na adaptação de uma já existente, atrelando um parâmetro do método às variações de frequência.

Além do mais, este texto terá como objetivo analisar os principais métodos de anti-ilhamento ativos existentes e avaliá-los a partir de três critérios: ZND, tempo de detecção e distorção harmônica inserida. Os métodos aqui analisados serão: Desvio de Frequência Ativa (AFD), Desvio de Frequência Ativa com Realimentação Positiva, Desvio Ativo de Frequência com Fator de Corte Pulsante (AFDPCF) e o método proposto em (CHEN et al., 2013). Além disso, será proposto um novo método baseado na inserção de uma realimentação positiva no parâmetro do método proposto em (CHEN et al., 2013). Serão apresentados resultados computacionais e experimentais obtidos através da aplicação da mesma metodologia. Além disso, será abordado um resumo teórico de outros métodos, ativos e passivos, que possuem significativa importância para o desenvolvimento dos estudos sobre anti-ilhamento.

Por fim, serão apresentados ainda, alguns aspectos principais sobre os SFCR para que melhor se entenda a função dos algoritmos de anti-ilhamento. Entre estes aspectos podem ser citados: as malhas de captura de fase, que promovem a operação sincronizada do inversor com a rede e fornecem informações de frequência e fase relativos à tensão da rede e o controlador de corrente, que é responsável por injetar as perturbações das PAI na corrente de saída do SGD.

1.5 Objetivos

O presente trabalho trata da proteção de anti-ilhamento definida pelos principais textos normativos como obrigatória para a conexão de um sistema de geração distribuída à rede elétrica. Dessa forma, a presente dissertação abordará os principais tópicos teóricos relativos ao

fenômeno do ilhamento, as principais metodologias de proteção encontradas na literatura, e o desempenho das mesmas sob diferentes condições de detecção: carga RLC com ressonância na frequência nominal da rede e fator de qualidade estipulado pelos textos normativos.

1.5.1 Objetivos específicos

Sucintamente, os objetivos específicos do presente texto são:

- Fornecer base para a compreensão do fenômeno do ilhamento e as interações entre o sistema de geração distribuída e as cargas locais;
- Fazer o levantamento dos principais esquemas de proteção passivos e ativos presentes na literatura, apontando vantagens e desvantagens;
- Apontar as principais metodologias de teste para sistemas de anti-ilhamento;
- Mapear a Zona de Não Detecção das principais estratégias estudadas;
- Avaliar a atuação de métodos já existentes de acordo com três critérios: tamanho da Zona de Não Detecção, tempo de detecção e impacto na qualidade da energia elétrica;
- Desenvolver um método de proteção com adoção de realimentação positiva de frequência a fim de anular a zona de não detecção para um intervalo de fatores de qualidade;

1.6 Metodologia

Inicialmente, o trabalho se concentrou na construção do estado da arte do tema do ilhamento, trazendo suas possíveis causas e consequências, as características dos principais métodos presentes na literatura e os principais requisitos impostos à uma Proteção Anti-Ilhamento. Posteriormente, realizou-se o estudo de desempenho dos métodos escolhidos no ambiente computacional *PSIM*[®]. Paralelamente, estudou-se analiticamente as Zonas de Não Detecção de cada um dos métodos adotados através do *software EXCEL*[®]. Após a análise do comportamento dos métodos para diversas condições de carga, os algoritmos desenvolvidos nas simulações foram transcritos para um controlador *Digital Signal Processor* (DSP-TMS32010) que foi conectado a um protótipo de 1 kW. Resumidamente, o estudo foi dividido em seis tópicos.

- A. Revisão Bibliográfica sobre os principais tópicos de potência e controle de inversores (*Phase Locked Loop*, controlador Proporcional Ressonante, Modulação Por largura de pulso), da teoria relativa ao fenômeno do ilhamento e dos textos normativos que norteiam a conexão de Sistemas de Geração Distribuída à rede de distribuição.
- B. Implementação computacional dos métodos de Anti-Ilhamento escolhidos para realização do estudo comparativo e o estudo analítico de suas vantagens e desvantagens, especialmente da Zona de Não Detecção.
- C. Parametrização da carga local de acordo com os requisitos normativos e montagem da mesma. Esse procedimento incluiu a seleção e compra dos componentes e a realização de pequenos ajustes para sintonizar a frequência de ressonância do par indutor-capacitor.
- D. Montagem prática do inversor, incluindo a conexão do filtro de saída à estrutura de comutação, a transcrição dos algoritmos de anti-ilhamento para o ambiente do DSP e a conexão de um relé físico para realização da interrupção da rede de forma automática.
- E. Obtenção de resultados experimentais das técnicas de anti-ilhamento com o objetivo de avaliar o tempo de detecção e a distorção harmônica total de corrente decorrente da implementação de cada um dos métodos.
- F. Redação de artigos técnicos para publicação em anais de congressos nacionais e internacionais.

1.7 Estrutura do Trabalho

Objetivando-se apresentar de modo organizado o cumprimento de todos os objetivos propostos, o trabalho terá a seguinte estrutura.

Capítulo 2 – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Esse capítulo apresenta-se como um resumo dos principais tópicos relativos à conexão de Sistemas de Geração Distribuída à rede de distribuição da concessionária. Além disso, serão destacados os textos normativos que regulam a operação de inversores solares tais como o IEEE

929, o IEEE 1547 e o ABNT IEC NBR 62116, que trata especificamente dos algoritmos de anti-ilhamento.

Capítulo 3 – Teoria sobre métodos de Anti-Ilhamento

Esse capítulo apresenta a teoria sobre o fenômeno do ilhamento, suas regulamentações, suas causas e seus principais efeitos para a rede elétrica, equipamentos e usuários. Os métodos serão classificados de acordo com sua interferência em parâmetros de operação dos conversores e avaliados segundo os resultados existentes na literatura. Além disso, realizar-se-á a apresentação teórica do método de anti-ilhamento proposto neste trabalho.

Capítulo 4 – Resultados Computacionais

Esse capítulo apresenta o sistema fotovoltaico simulado, abordando características de projeto como: a escolha dos compensadores harmônicos, o projeto do compensador proporcional ressonante, e escolha do tipo e o projeto da malha de captura de fase. Além disso, serão apresentados resultados de operação de diferentes métodos de anti-ilhamento para as condições impostas pelo texto normativo ABNT IEC NBR 62116. Os critérios de comparação adotados serão: tempo de detecção, tamanho da região de não detecção e distorção harmônica advinda da implementação do método de anti-ilhamento.

Capítulo 5 – Resultados Experimentais

Esse capítulo apresenta o equipamento inversor em sua topologia, seus aspectos operacionais e seu código de controle. Além disso, será apresentada a metodologia para escolha dos parâmetros da carga RLC e para superação das não idealidades dos componentes (resistência dos enrolamentos do indutor, propriedades indutivas dos resistores, etc). Por fim, serão apresentados resultados experimentais do tempo de detecção e da distorção harmônica inserida pelos métodos.

Capítulo 6 – Conclusões e Discussões

Neste capítulo serão realizadas as discussões relativas aos resultados, contextualizando-os com a teoria exposta.

1.8 Considerações Parciais

O avanço da utilização das energias renováveis integra-se ao espírito do tempo ao fornecerem soluções para alguns dos maiores problemas desta época. Ao reduzirem os níveis de emissão de gases de efeito estufa são alternativas para redução do aquecimento do global. Ao reduzirem o consumo de água, permitem que este importante recurso possa ser destinado às outras atividades. Ao promoverem empregos, contribuem para reduzir o desemprego mundial, contendo os efeitos negativos da evolução da automatização no processo industrial.

A adoção de SGDs, por sua vez, reduz as perdas presentes nos sistemas de transmissão, uma vez que podem ser empregadas próximas dos consumidores locais, sendo conectadas às redes de distribuição. Além disso, reduzem impactos ambientais e sociais ao dispensarem o uso de grandes áreas para geração elétrica, evitando a degradação de espécies animais e vegetais e a expropriação de populações nativas.

Os Sistemas de Geração Fotovoltaica Distribuída, por sua vez, têm crescido vertiginosamente no Brasil e no mundo em virtude de suas vantagens. Destacam-se entre elas: a diminuição do preço dos componentes dos SF (IRENA, 2018b), a possibilidade de aproveitamento da instalação das residências como estrutura de acomodação para os módulos fotovoltaicos e a não escassez da energia advinda do sol. No entanto, deve-se ressaltar que a correta integração dos SFCR à rede de distribuição dá-se mediante à restrita obediência aos textos normativos nacionais e internacionais que estipulam requisitos mínimos de proteção e qualidade de energia.

Um dos principais requisitos de proteção é a presença de eficientes algoritmos de anti-ilhamento. A presença da PAI justifica-se à medida que o ilhamento é um fenômeno que apresenta riscos para a segurança dos equipamentos conectados à rede de distribuição e aos trabalhadores do sistema elétrico. Uma boa estratégia de proteção deve ser rápida, pouco intrusiva em relação à quantidade de distúrbios inseridos na operação do equipamento inversor e possuir uma pequena ZND.

CAPÍTULO II

Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

2.1 Introdução

Os SFCRs são compostos por um arranjo fotovoltaico capaz de gerar energia elétrica a partir da conversão da energia luminosa, um equipamento inversor que realiza a conversão da corrente contínua para alternada e um filtro de saída responsável pela mitigação do conteúdo harmônico da corrente proveniente da modulação do conversor. Dentre os principais tópicos dos SFCRs, este capítulo destacará: o Algoritmo de Rastreamento da Máxima Potência (MPPT), as malhas de captura de fase (PLL) e os principais textos normativos. Será dada especial importância para os PLLs, uma vez que são indispensáveis para a operação da PAI ao oferecerem as variáveis de entrada para ela.

2.2 Configurações dos SFCR

Segundo (MELO, 2017), existem quatro tipos de configurações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Inversor Centralizado, *Multi-String*, módulos CA e a topologia com várias configurações de geradores e um equipamento inversor.

Na configuração do inversor centralizado emprega-se um único inversor para todo o arranjo fotovoltaico, existindo, para todos os módulos, um estágio de conversão CA. A principal vantagem desta configuração reside nos menores custos de instalação, uma vez que um único equipamento inversor é necessário. Por outro lado, existe a possibilidade de perda de eficiência em virtude da centralização do algoritmo de MPPT.

Na configuração *Multi-String*, são empregados vários equipamentos inversores, cada um conectado a um conjunto de módulos fotovoltaicos (*Strings*). A configuração de módulo CA, por sua vez, apresenta um micro inversor conectado a cada um dos módulos fotovoltaicos. Nesta opção, aumenta-se o custo da instalação, mas obtém-se maior eficiência em virtude da descentralização do algoritmo de MPPT. Por fim, existe a topologia com várias configurações de geradores e um equipamento inversor que apresenta vários estágios de conversão CC-CC e

um de conversão CC-CA. Dessa forma, decentralizam-se os algoritmos de MPPT mantendo-se um único equipamento inversor.

2.3 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT)

Os arranjos fotovoltaicos possuem um Ponto de Máxima Potência (PMP), que pode ser entendido como um par ordenado (V ; I) que garante a extração da máxima potência elétrica disponível. Os algoritmos de MPPT destinam-se à determinação desse ponto, constituindo-se como requisitos indispensáveis para a garantia da máxima eficiência da instalação e da otimização do tempo de retorno do investimento realizado (RAI et al., 2016).

O PMP é extremamente dinâmico, pois varia em função de fatores climáticos incontornáveis do ponto de vista da engenharia: temperatura e variações naturais de irradiância. Além disso, existe um fenômeno particular que dificulta a determinação do PMP denominado sombreamento parcial. O sombreamento parcial pode ser entendido como a falta de incidência luminosa sobre parte do módulo fotovoltaico. Em (MOHAPATRA; NAYAK; MOHANTY, 2017) é realizado um longo estudo de revisão sobre os principais métodos de MPPT, destacando aqueles que desempenham bom funcionamento mesmo sob as condições de sombreamento parcial.

2.4 Malhas de Captura de Fase (*Phase Locked-Loop – PLL*)

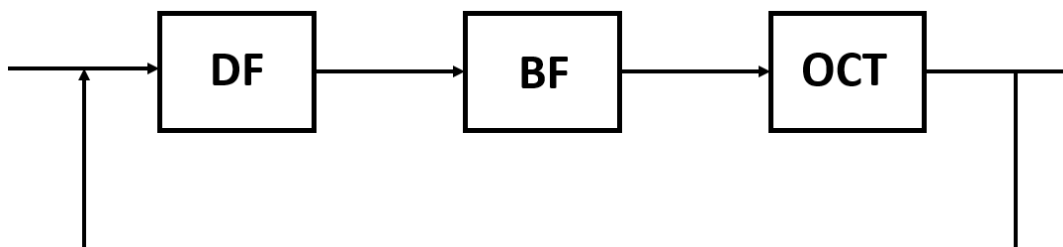
A integração dos SGD's à rede elétrica depende da obediência aos critérios de conexão definidos pelos textos normativos (IEEE, 2000) (ANBT, 2013). Uma vez que as grandezas de saída de um SGD apresentam características distintas daquelas que definem a operação normal da rede, um dos principais requisitos de operação dos SFCR é a correta sincronização com as referências do sistema elétrico. Dessa forma, diversos métodos de sincronização foram propostos pela literatura técnica, sendo possível classificá-los em três grandes grupos: detecção da passagem por zero, filtragem das tensões da rede e as Malhas de Captura de Fase ou *Phase Locked-Loop (PLL)*.

O primeiro grupo de estratégias baseia-se na detecção do cruzamento por zero da tensão da rede. A principal vantagem dessa técnica é a facilidade de implementação, seja via digital ou analógica. Por outro lado, sua funcionalidade é comprometida em ambientes de rede com

forte conteúdo harmônico, ou quando aplicada aos sistemas de instrumentação com forte presença de ruído, uma vez que as duas ocorrências podem acarretar mais de uma passagem por zero no mesmo semiciclo. O método da filtragem das tensões da rede, por sua vez, apresenta sérias dificuldades para acompanhar as variações de fase e frequência inerentes à dinâmica do sistema elétrico (SOUZA et al., 2019). Dessa forma, é possível perceber que a obtenção de um correto e robusto sincronismo entre o equipamento inversor e a rede elétrica depende da aplicação dos PLL's (BLAABJERG et al., 2006).

Um PLL pode ser definido como uma estrutura de controle em malha fechada que recebe um sinal periódico e fornece um sinal senoidal com erro de fase próximo de zero em relação à entrada. As principais vantagens atreladas à sua operação são a capacidade de operar sob ambientes de rede extremamente distorcidas e a manutenção do sincronismo mesmo sob variações abruptas de frequência e fase (SOUZA et al., 2019). Basicamente, os PLLs são formados por três partes: Detector de Fase (DF), Bloco de Filtragem (BF) e Oscilador Controlado por Tensão (OCT) (MELO, 2017). A Figura 7 apresenta o diagrama de blocos genérico de um PLL.

Figura 7 – Diagrama de Blocos de um PLL



Fonte: Dados do próprio autor.

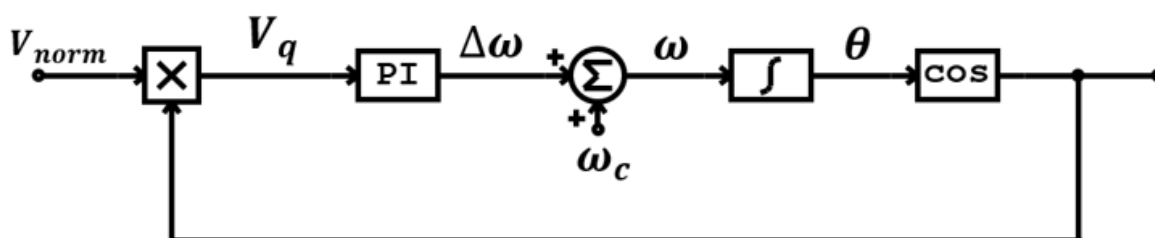
- O bloco **DF** realiza a comparação entre os sinais de entrada e saída, definindo assim o erro de sincronismo existente após cada iteração do PLL. Diversas estratégias têm sido propostas para a realização dessa função, dentre as quais se destacam: multiplicadores, aplicação da transformada de Park e Filtragem adaptativa (SOUZA et al., 2019);
- O bloco **BF** realiza a mitigação do erro de sincronismo calculado pelo DF. Para essa função, pode-se utilizar um filtro passa-baixa, um controlador proporcional integral ou uma combinação série dos mesmos;
- O **OCT** produz o sinal senoidal em fase com a entrada. Esse sinal, dentro do contexto dos SFCRs, fornece a referência de corrente aos inversores. Além

disso, esse bloco determina informações de fase e frequência em relação à entrada.

2.4.1 PLL Clássico

O PLL clássico tem seu DF constituído por um sistema de multiplicação entre o sinal de entrada que, para aplicações fotovoltaicas, é um conjunto de amostras da tensão da rede, e um sinal em quadratura. A Figura 8 representa o diagrama de blocos do PLL clássico.

Figura 8 – Diagrama de Blocos de um PLL Clássico.



Fonte: Adaptado de (SOUZA et al., 2019).

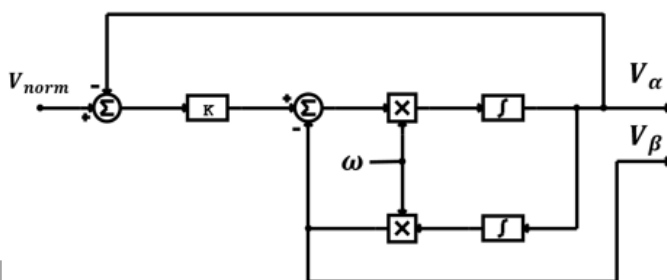
É possível perceber que, após a determinação do erro de sincronização (V_q), advindo do multiplicador, o sinal obtido é conectado a um filtro passa-baixa que visa mitigar o erro entre a entrada e a saída. Uma vez que o processo de filtragem não é ideal, verifica-se a presença de oscilações de 120 Hz após a passagem pelo filtro. Posteriormente, a saída do BF é conectada à uma das entradas de um somador que, por sua vez, recebe ainda a velocidade angular central (ω_c) de 377 rad/s, equivalente à frequência nominal da rede de 60 Hz. Esse somador tem o objetivo de acelerar o processo de determinação da frequência. Um integrador é responsável pela determinação da fase da tensão da rede. Por fim, aplica-se ao ângulo a operação matemática $\cos(x)$, produzindo o sinal em quadratura que é conectado ao DF, fechando assim a malha do PLL (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011).

A principal vantagem dessa técnica reside em sua simplicidade de implementação. No entanto, a multiplicação de sinais periódicos em sua entrada acarreta a presença de oscilações de 120 Hz (ou o dobro da frequência nominal) que, por sua vez, culminam em fortes imprecisões na determinação da frequência conforme foi verificado em (SOUZA et al., 2019) e (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011).

2.4.2 PLL SOGI

Proposta em (CIOBOTARU; TEODORESCU; BLAABJERG, 2009), essa estratégia de sincronização baseia-se na adoção de um filtro adaptativo com um integrador de segunda ordem para realização da detecção de fase, conforme exemplificado pela Figura 9.

Figura 9 – Diagrama de Blocos de um filtro SOGI.



Fonte: Adaptado de (SOUZA et al., 2019).

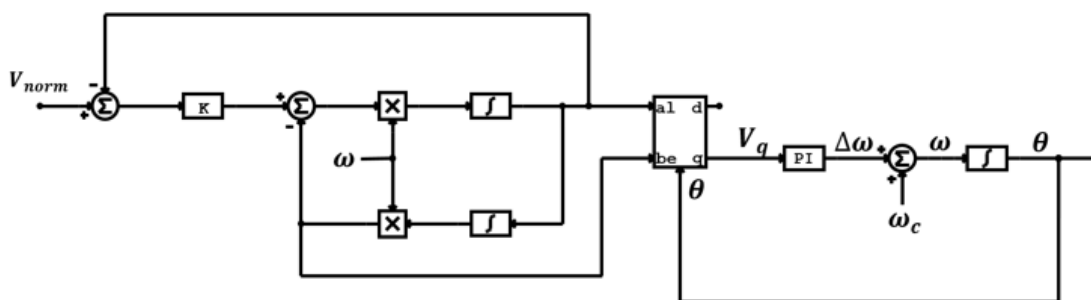
Em (1) apresenta a função de transferência do filtro $H(s)$, enquanto (2) e (3) representam a função de transferência de malha fechada relacionando o sinal de entrada com cada um dos sinais de saída $H_\alpha(s)$ e $H_\beta(s)$ respectivamente. A Figura 10 apresenta o diagrama de blocos completo do PLL SOGI.

$$H(s) = \frac{s\omega}{s^2 + \omega^2} \quad (1)$$

$$H_{\alpha}(s) = \frac{k_{sogi}s\omega}{s^2 + k_s\omega + \omega^2} \quad (2)$$

$$H_{\beta}(s) = \frac{k_{sogi}\omega}{s^2 + k_{sogi}s\omega + \omega^2} \quad (3)$$

Figura 10 – Diagrama de Blocos de um PLL SOGI.



Fonte: Adaptado de (SOUZA et al., 2019).

Em (SOUZA et al., 2019), foi realizado um estudo comparativo computacional entre o PLL Clássico, o PLL baseado em bloco de atraso e o PLL SOGI. Foram realizados testes de variação de frequência, fase e amplitude. Os resultados mostraram que o PLL SOGI apresentou menor tempo de assentamento e menor oscilação de frequência em todos os cenários. Esse estudo motivou a adoção do PLL SOGI para a promoção do sincronismo do inversor utilizado nos ensaios de anti-ilhamento deste trabalho. Além disso, esse método pode ser adaptado para ser utilizado como estratégia de anti-ilhamento ativa (CIOBOTARU; AGELIDIS; TEODORESCU, 2008).

2.5 Textos normativos para sistemas fotovoltaicos

A popularização dos SFCR abre espaço para oportunidades ambientais, econômicas e sociais. No entanto, é importante que a integração dos mesmos à rede elétrica obedeça a requisitos operacionais e de segurança.

Esses requisitos são expressos por textos normativos elaborados por diversas organizações e entidades nacionais e internacionais. Os requisitos abrangem o limite para a Distorção Harmônica Total (DHT) em operação nominal, as variações de tensão e frequência máximos e mínimos permitidas, máximo nível de CC que pode estar contido na corrente de saída do inversor, os limiares para a oscilação do fator de potência e os requisitos de proteção mínimos que devem ser incorporados ao inversor. Além disso, todas são unânimes quanto à necessidade de uma PAI. A Tabela 2 expõe as principais normas abordadas.

Tabela 2 – Normas para sistemas fotovoltaicos.

Normas	Descrição
ABNT NBR 16149	Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade.
IEEE 1547	Procedimentos para testes de conformidade para interconexão de equipamentos de geração distribuída em Sistemas Elétricos de Potência
IEEE 929	Práticas recomendadas para a interface da rede elétrica de sistemas fotovoltaicos (FV)
ABNT NBR 62116	Procedimento de teste para medidas de prevenção contra ilhamento na interface à rede elétrica de inversores fotovoltaicos
IEC 62116	

Fonte: Dados do próprio autor.

2.5.1 Limiares Para Variação de Tensão

As perturbações e oscilações de tensão no PAC podem ocorrer de forma transitória em virtude de alguma perturbação de carga ou de forma permanente por alguma falta no sistema elétrico. Assim, convencionou-se a adoção de um tempo máximo de permanência da anormalidade no intuito de evitar a interrupção indevida da operação. A Tabela 3 apresenta o tempo máximo de operação para um SF mediante às variações de tensão de diferentes magnitudes.

Tabela 3– Normas Para Sistemas Fotovoltaicos: Tensão.

IEEE 929-2000		IEEE 1547-2003		ABNT 16149	
Faixa (%)	Tempo (s)	Faixa (%)	Tempo (s)	Faixa (%)	Tempo (s)
$V < 50$	0,1	$V < 50$	0,16	-	-
$50 \leq V < 88$	2	$50 \leq V < 88$	2	$V < 80$	0,4
$88 \leq V \leq 110$	∞	$88 \leq V \leq 110$	∞	$80 \leq V \leq 110$	∞
$110 \leq V \leq 137$	2	$110 \leq V < 120$	1	$110 < V$	0,2
$137 \leq V$	0,1	$V \geq 120$	0,16	-	-

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2000), (IEEE, 2003), (ABNT, 2013)

2.5.2 Limiares Para Variação de Frequência

Os inversores conectados à rede da concessionária devem trabalhar em sincronismo com a rede. Assim, definem-se intervalos de frequência para a operação dos SGD's conectados à rede. Estipulam-se ainda, tempos de atuação para o sistema de proteção de frequência, que servem para evitar o desligamento indevido do inversor, uma vez que variações de frequência podem ocorrer de forma transitória no sistema elétrico. Esses valores estão na Tabela 4.

Tabela 4 – Normas Para Sistemas Fotovoltaicos: Frequência.

IEEE 929-2000		IEEE 1547-2003		ABNT 16149	
Faixa (Hz)	Tempo (s)	Faixa (Hz)	Tempo (s)	Faixa (Hz)	Tempo (s)
$f < 59,5$	0,1	$f < 59,3$	0,16	$f < 58,5$	0,2
$f > 60,5$	0,1	$f > 60,5$	0,16	$f > 61,5$	0,2

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2000), (IEEE, 2003), (ABNT, 2013)

2.5.3 Distorção Harmônica

O crescente número de SDG's conectados à rede elétrica potencializa a preocupação com os níveis de qualidade da energia ofertados pelas concessionárias de energia. Uma vez que

os inversores conectados aos sistemas fotovoltaicos têm seu princípio de operação baseado no chaveamento de semicondutores, suas correntes de saída possuem conteúdo harmônico que pode ocasionar severos níveis de distorção da tensão presente no PAC, o que pode causar danos para outros equipamentos conectados à rede elétrica. A Tabela 5 demonstra os limites de DHT permitida por cada um dos textos normativos.

Tabela 5 – Normas Para Sistemas Fotovoltaicos: Harmônicos.

IEEE 929-2000		IEEE 1547-2003		ABNT 16149	
Ordem (h)	Limite	Ordem (h)	Limite	Ordem (h)	Limite
3-9	< 4,0 %	3-9	< 4,0%	3-9	< 4,0%
11-15	< 2,0 %	11-15	< 2,0%	11-15	< 2,0%
17-21	< 1,5%	17-21	< 1,5%	17-21	< 1,5%
23-33	< 0,6 %	23-33	< 0,6%	23-33	< 0,6%
Ordens pares devem ser no máximo 25 % dos limites das ordens ímpares				2-8	< 1,0 %
				10-32	< 0,5 %
Total	< 5,0 %	Total	< 5,0 %	Total	< 5,0 %

Fonte: Adaptado de (IEEE, 2000), (IEEE, 2003), (ABNT, 2013)

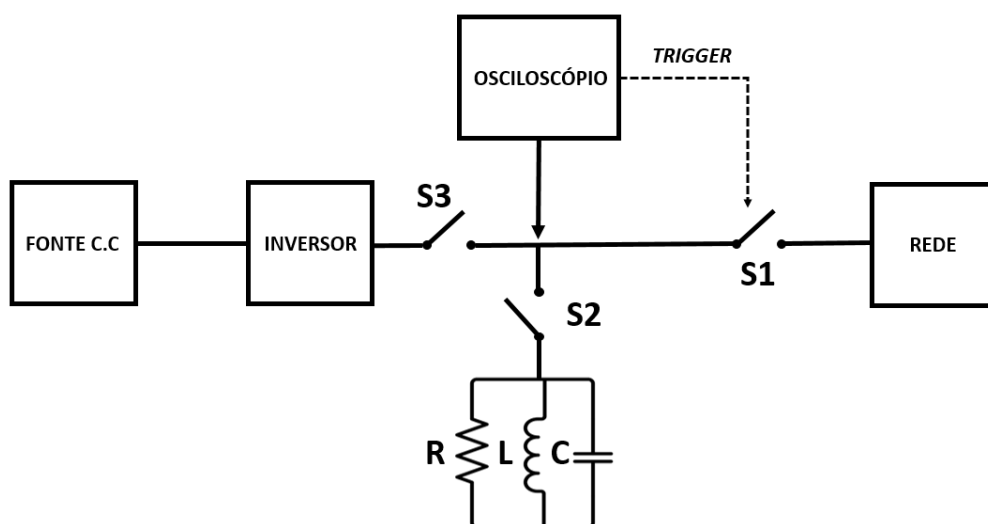
2.5.4 Proteção Anti-Ilhamento

A norma IEEE 929-2000 define o ilhamento como uma condição de operação na qual uma porção do sistema elétrico, que contém cargas elétricas e um SGD, mantém-se energizado mesmo após a perda de conexão com a concessionária de energia. É importante observar que a imposição de limiares para a variação de frequência e tensão tornam imperativo o uso de sistemas de proteção capazes de desligar o inversor caso algum desses patamares seja desrespeitado.

Tais mecanismos de proteção, por sua vez, podem ser utilizados para a detecção da interrupção da rede, uma vez que o ilhamento pode ocasionar elevações ou reduções nos valores absolutos dessas variáveis, especialmente quando existe um desbalanço entre a demanda de potência das cargas locais e a produção energética do sistema fotovoltaico. No entanto, como será abordado neste texto, caso exista uma grande compatibilidade entre a demanda das cargas locais e a potência na saída do inversor, uma possível desconexão da rede pode ter pouca ou nenhuma influência sobre a magnitude da tensão e/ou da frequência presente no PAC. Desta forma, é extremamente aconselhável a adoção de um sistema próprio para detecção da formação do ilhamento.

As normas aqui abordadas tratam dos requisitos mínimos para a realização do ensaio de um PAI e a consequente validação ou reprovação do algoritmo utilizado para detecção da interrupção da rede. Embora existam diferenças entre algumas características de testes impostas por esses textos, o esquema padrão de ensaios trata de uma carga RLC que recebe potência concomitantemente de um inversor e de uma fonte CA (que pode ser a própria rede elétrica da concessionária). A Figura 11 demonstra a topologia geral do teste, que consiste em uma fonte CC conectada ao inversor, um osciloscópio para realização das medições, rede elétrica e carga RLC. A rede é conectada ao PAC por meio da chave S1. A carga RLC é conectada ao PAC por meio da chave S2. Por fim, o inversor é conectado ao PAC por meio da chave S3.

Figura 11 – Diagrama de Blocos do Teste de Anti-Ilhamento.



Fonte: Adaptado de ABNT NBR 62116

2.5.4.1 Requisitos Anti-Ilhamento: IEEE 929

A primeira condição de teste é o procedimento para verificação do funcionamento do inversor com a presença da rede elétrica. Segundo o texto, pode-se escolher entre realizar o ensaio de anti-ilhamento com uma fonte CA ou com uma conexão à rede da concessionária. As recomendações relativas a este processo, mencionam que a tensão deve ser mantida em até 2% dos seus limites mais restritivos, enquanto a frequência pode apresentar variações da ordem de até $\pm 0,1$ Hz.

A próxima etapa consiste na determinação da carga RLC que será utilizada para o teste. Esta etapa pode ser realizada com a chave S3 fechada, isto é, com a existência de um fluxo de potência da rede para a carga. O resistor deve consumir toda potência fornecida pelo sistema

simulado de GD. O texto normativo estipula, ainda, que o fator de qualidade do par LC deve ser mantido em 2,5. Uma vez que o fator de qualidade (Q_f) é definido como a razão entre a potência reativa e a potência ativa, para uma potência ativa P_{carga} , a demanda de reativos deve ser:

$$Q_{carga} = 2,5P_{carga} \quad (4)$$

O primeiro parâmetro da carga a ser considerado é o indutivo. Este deve ser ajustado até que (5) seja satisfeita:

$$Q_{indutor} = Q_{carga} \quad (5)$$

A inserção do parâmetro capacitivo deve ocorrer em seguida. Este deve ser calculado até que sua reatância capacitiva seja dada por:

$$Q_{capacitor} = Q_{indutor} = Q_{carga} \quad (6)$$

Por fim, a grandeza resistiva (que deve drenar toda potência ativa entregue pelo inversor) é conectada ao par LC, em paralelo. Por conseguinte, a chave S1 é fechada o que determina a conexão da rede ao PAC. Esta carga é conectada ao PAC através do fechamento de S2. O objetivo desta etapa é zerar as contribuições das componentes ativas e reativas de corrente da rede cuja frequência seja de 60 Hz. O texto ainda ressalta que, devido às imprecisões dos aparelhos de medição e dos harmônicos contidos na tensão da rede (simulada ou não), faz-se necessário realizar alguns ajustes nos parâmetros da carga para tornar a corrente da rede tão pequena quanto se possa. Embora a IEEE 929-2000 avante tal possibilidade, não estabelece um limiar máximo para a componente fundamental da corrente fornecida pela rede.

Aconselha-se, também, a adoção de diferentes níveis de potência para a carga e para a saída do inversor. Estes níveis estão expressos na Tabela 6. Após a realização do teste com a carga sob condição balanceada, deve-se ajustar um dos parâmetros reativos em 1% para mais e para menos até atingir os patamares de 95% até 105%. O tempo de atuação máximo permitido é de 2 segundos.

Tabela 6 – Condições de carga para teste de Anti-Ilhamento.

Testes	Carga Real	Potência do Inversor
1	25%	25%
2	50%	50%
3	100%	100%
4	125%	100%

Fonte: (IEEE, 2000).

2.5.4.2 Requisitos Anti-Ilhamento: IEEE 1547

A IEEE 1547 determina que o teste de anti-ilhamento deve ser executado com uma carga RLC conectada ao inversor e à rede da concessionária. Nota-se que, enquanto o parâmetro resistivo deve drenar toda potência ativa, o par LC deve apresentar fator de qualidade (Q_f) igual à unidade e frequência de ressonância em 60 Hz. Um dos principais destaques deste texto normativo é a apresentação das equações para a correta parametrização da carga. As equações (7), (8) e (9) apresentam, respectivamente, o cálculo necessário para obtenção dos valores de R, L, C. Devido às não idealidades dos equipamentos reais (bobinas, resistores e capacitores) convém-se promover pequenas variações nos parâmetros para manter a frequência de ressonância tão próxima quanto possível da nominal da rede.

$$R = \frac{V^2}{P} \quad (7)$$

$$L = \frac{V^2}{2\pi f_0 P Q_f} \quad (8)$$

$$C = \frac{Q_f P}{2\pi f_0 V^2} \quad (9)$$

Deve-se repetir os testes, variando-se positiva e negativamente um dos parâmetros reativos da carga, seja o indutor ou o capacitor, em 1% atingindo 95% e 105% do parâmetro nominal. Caso os tempos de atuação da PAI apresente a tendência de crescimento nos testes de 95% ou de 105%, mais incrementos de 1% devem ser feitos ao parâmetro reativo até que os tempos de atuação voltem a cair. Essa mesma sequência de testes deve ser realizada para 66% e 33% da capacidade do inversor. Caso o mesmo não seja capaz de operar em 33%, deve-se selecionar o menor nível de potência, no qual o equipamento inversor é capaz de atuar. O tempo de atuação máximo permitido é de 2 segundos (IEEE, 2003).

2.5.4.3 Requisitos Anti-Ilhamento: ABNT NBR 62116

O objetivo central da ABNT NBR 62116:2012 é fornecer uma metodologia de testes para algoritmos de anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos monofásicos ou trifásicos, podendo ser aplicada, também, às outras formas de SGD's conectados à rede elétrica desde que tais sistemas sejam avaliados de acordo com suas especificidades. O conteúdo deste texto normativo é idêntico à IEC 62116:2008, configurando-se como uma tradução literal da mesma.

Observa-se que a carga RLC deverá ser conectada ao ponto de acoplamento comum através do fechamento do disjuntor S2 da Figura 11. Posteriormente, a chave S1 deve ser fechada possibilitando o fluxo de corrente entre a rede e a carga RLC. Em seguida, deve-se ligar o equipamento inversor e verificar quais são as componentes fundamentais de corrente que fluem da rede para a carga. Este valor deve ser idealmente zero. No entanto, devido à não idealidade dos componentes (resistores com propriedades indutivas ou indutores com resistência considerável, por exemplo) e a presença de distorções harmônicas inerentes à tensão da rede ou da fonte CA, faz-se necessário que sejam realizados pequenos ajustes nos parâmetros da carga para reduzir a magnitude da corrente da rede. A tolerância para a contribuição de corrente da rede é de 1% do valor nominal da corrente de saída do inversor. Por fim, desconecta-se a alimentação da rede elétrica através da abertura da chave S1 e verifica-se a atuação da PAI, verificando-se o tempo de atuação da proteção.

No entanto, a adequação com os critérios da NBR 62116 depende da realização de diversos outros testes de Anti-Ilhamento, nos quais devem ser realizadas variações nos parâmetros da carga. Os testes são divididos em três condições de potência de saída do equipamento inversor, conforme mostrado pela Tabela 7. É necessário considerar que caso o inversor não tenha condições de operar na potência percentual indicada pela condição C, o ensaio de anti-ilhamento deverá ser realizado na menor potência de operação suportada pelo equipamento de conversão CC-Ca.

Tabela 7 – Condições de Potência.

<i>Condição</i>	<i>Potência</i>
A	Máxima
B	50%-66% da Máxima
C	25%-33% da Máxima

Fonte: Adaptado de ABNT NBR 62116.

A Tabela 8, por sua vez, apresenta as variações de carga exigidas para os testes da condição A. Cada célula é formada por um par ordenado. O primeiro número representa a variação percentual do parâmetro resistivo da carga e o segundo valor representa a variação percentual do parâmetro reativo. Em vermelho, estão destacados os testes obrigatórios. O tempo de detecção de cada teste deverá ser anotado e, caso algum deles seja maior do que aquele referente à condição nominal de carga, deverão ser realizados os demais testes da tabela.

Tabela 8 – Testes de Anti-Ilhamento para condição A

-10 %, 10 %	-5 %, 10 %	0 %, 10 %	5 %, 10 %	10 %, 10 %
-10 %, 5 %	-5 %, 5 %	0 %, 5 %	5 %, 5 %	10 %, 5 %
-10 %, 0 %	-5 %, 0 %	0 %, 0 %	5 %, 0 %	10 %, 0 %
-10 %, -5 %	-5 %, -5 %	0 %, -5 %	5 %, -5 %	10 %, -5 %
-10 %, -10 %	-5 %, -10 %	0 %, -10 %	5 %, -10 %	10 %, -10 %

Fonte: Adaptado de ABNT NBR 62116

Para as condições B e C, procedimentos semelhantes àqueles das normas citadas anteriormente devem ser adotados. Isto é, deve-se variar um parâmetro da carga reativa em incrementos $\pm 1\%$ em relação ao valor nominal até atingir todos os casos contemplados em um intervalo de 95% até 105%. Caso os tempos de detecção nas condições limites sejam maiores que aquele referente à condição nominal, incrementos ou decrementos de 1% devem ser aplicados à carga local até que o tempo de detecção comece a diminuir. A Tabela 9 apresenta os tempos de detecção máximos permitidos para diferentes contingências advindas do ilhamento.

Tabela 9 – Limiares de Tensão e Frequência.

<i>Parâmetro</i>	<i>Magnitude</i>	<i>Tempo (s)</i>
Subtensão	85% da tensão nominal	2
Sobretensão	115% da tensão nominal	2
Subfrequência	58,5 Hz	1
Sobrefrequência	61,5 Hz	1

Fonte: Adaptado de ABNT NBR 62116

2.6 Conclusão

A correta integração dos SFs com a rede elétrica passa pela obediência irrestrita aos requisitos mínimos de conexão impostos pelos textos normativos. Esses requisitos estipulam parâmetros mínimos de qualidade e segurança que os equipamentos do SF devem alcançar para garantir a funcionalidade do sistema de geração e a segurança de seus operadores.

Os textos normativos analisados foram a IEEE 929, a IEEE 1547 e a ABNT NBR 62116 que, juntos, formam um indispensável arcabouço para a determinação de uma metodologia para a avaliação de algoritmos de anti-ilhamento. Além disso, alguns tópicos sobre a estrutura física e a operacionalidade dos equipamentos foram abordados, tais como as estratégias de sincronização, os métodos de rastreamento da máxima potência e as topologias dos SFCRs.

CAPÍTULO III

Métodos de Anti-Ilhamento

3.1 Introdução

O ilhamento é uma condição de operação na qual uma porção da rede elétrica que recebe potência de um SGD e da rede elétrica permanece energizada mesmo após a interrupção da rede. Este fenômeno pode ocorrer de maneira intencional (ZEINELDIN; EL-SAADANY; SALAMA, 2005) ou não intencional (NOOR; ARUMUGAM; VAZIRI, 2005).

O ilhamento intencional ocorre de forma planejada e, portanto, permite controle sobre os parâmetros elétricos de tensão e frequência. Essa condição de operação exige que o sistema de geração seja dimensionado para trabalhar sem uma referência externa, tal como a tensão da rede. As principais aplicações do ilhamento intencional destinam-se às situações de emergências ou à operação das microrredes de modo ilhado.

Por outro lado, o ilhamento não intencional ocorre de forma não premeditada, sendo fruto de uma contingência externa ao sistema de geração. Tal contingência pode ser (BOWER; ROPP, 2002):

- Uma falta na rede da concessionária que ocasiona a atuação de algum dispositivo de proteção;
- Desconexão intencional da rede para realização de manutenções preventivas ou corretivas;
- Erro humano ou sabotagem;
- Ato da natureza;

A crescente preocupação com o ilhamento justifica-se à medida que, após a interrupção da rede da concessionária, as grandezas elétricas não serão mais controladas pela rede elétrica, configurando-se como meras consequências das interações entre a corrente fornecida e as cargas locais. Dentre as principais implicações provocadas pelo ilhamento não intencional, destacam-se (BOWER; ROPP, 2002):

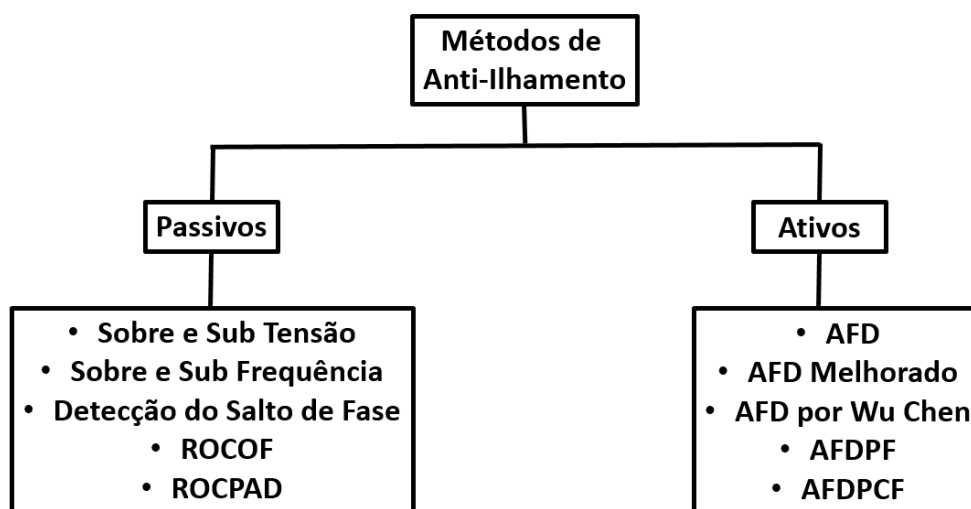
- Danos aos aparelhos conectados à rede elétrica em virtude da perda de controle da tensão e da frequência;

- Operação fora dos limiares impostos pelos textos normativos;
- Aumento da DTT;
- Acidentes elétricos com trabalhadores e usuários do sistema elétrico;
- Interferência no religamento da rede da concessionária, que pode ocorrer fora do sincronismo entre o SGD e a rede elétrica;

A preocupação da pesquisa acadêmica e industrial, relativa à ocorrência do ilhamento de inversores, norteou o desenvolvimento de um vasto e sortido conjunto de propostas para desativar sistemas de geração distribuída que apresentem funcionamento isolado da rede fornecida pela concessionária elétrica. Surge assim, a necessidade de categorizá-los, objetivando facilitar o estudo e comparação de suas vantagens e desvantagens. Nesse contexto, dividiram-se as estratégias de proteção em passivas residentes no conversor, ativas residentes no conversor, ativas não residentes no conversor e as dependentes de comunicação entre o inversor e a rede (SEVERO, 2011).

No decorrer deste capítulo, abordar-se-ão os principais métodos passivos e ativos residentes no conversor, destacando seus princípios de operação e suas principais vantagens e desvantagens. Além disso, tratar-se-á do conceito da ZND e as principais metodologias conhecidas para seu mapeamento. Por fim, a Figura 12 consiste em uma ilustração da relação hierárquica entre as quatro categorias e seus respectivos representantes que serão analisados por este capítulo (KIM et al., 2019). As informações sobre os métodos e o significado das siglas será explicado no decorrer do texto.

Figura 12 – Classificação dos métodos locais de Anti-Ilhamento.



Fonte: Adaptado de(KIM et al., 2019) .

3.2 Zona de Não Detecção

Um dos principais critérios de avaliação para uma PAI é a sua ZND, que pode ser definida como o conjunto de condições de carga nos quais uma estratégia de Anti-Ilhamento não é capaz de detectar a desconexão da rede. Esta região é inerente a praticamente todos os métodos de proteção, ocorrendo principalmente para cargas RLC com alto fator de qualidade (MESSENGER; ABTAHI, 2017).

Estão presentes, na literatura técnica, diversas metodologias para o seu mapeamento, sendo as principais: o espaço de incompatibilidade entre potências ativas e reativas (AHMAD et al., 2013), o plano $C_{norm} \times Q_f$ (LIU; KANG; DUAN, 2007), o plano $Q_f \times f_0$ (LOPES; SUN, 2006) e o plano $L \times C_{norm}$ (ROPP et al., 2000).

O plano $\Delta P \times \Delta Q$ relaciona as contribuições de potência ativa e reativa da rede para a carga no instante anterior da interrupção, sendo uma metodologia de mapeamento bastante comum para os métodos passivos (HUMBERTO, 2016). Conforme será abordado à frente, existe uma relação direta entre a contribuição de potência ativa da rede e a tensão do PAC após a desconexão, enquanto ΔQ determina o comportamento da frequência. A ZND, portanto, é o lugar geométrico dos pares ordenados $(\Delta P; \Delta Q)$ cuja interrupção não ocasiona variações nos parâmetros elétricos maiores do que os limiares máximos e mínimos definidos pela proteção.

O plano $L \times C_{norm}$ foi proposto em (ROPP et al., 2000) e é a primeira metodologia para ser aplicada aos métodos ativos. Ela relaciona a indutância da carga com a chamada capacitância normalizada (C_{norm}), definida como a razão entre a capacitância durante a operação em ilhamento com a capacitância que ressona com a indutância da carga na frequência nominal da rede. Os autores realizaram o mapeamento de diferentes métodos ativos e passivos e, para todos, a ZND é maior para as regiões do plano em que L assume valores muito altos. A principal desvantagem dessa estratégia, no entanto, reside na necessidade de traçar uma curva para cada possível valor do parâmetro resistivo.

O plano $Q_f \times f_0$, por sua vez, foi proposto em (LOPES; SUN, 2006) e relaciona a frequência de ressonância da carga local da ilha com diferentes fatores de qualidade. O fator de qualidade é definido por (10) e a frequência de ressonância por (11). Conforme pode ser percebido, a principal vantagem dessa estratégia de mapeamento reside no fato de que o fator

de qualidade da carga já leva em consideração o parâmetro resistivo, o que elimina a necessidade de plotar diversas curvas para cada um dos possíveis valores de R .

$$Q_f = R \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (10)$$

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (11)$$

Por fim, o plano $C_{norm} \times Q_f$ foi proposto em (LIU; KANG; DUAN, 2007) e relaciona a capacitância normalizada com o fator de qualidade da carga. A principal vantagem da metodologia reside em sua maior conformidade com as exigências dos textos normativos para avaliação do desempenho de métodos de anti-ilhamento. Conforme visto no capítulo anterior, os testes devem ser realizados efetuando-se pequenas variações em um dos parâmetros reativos da carga que vão de -5% até mais 5% para a ABNT NBR IEC 62116, por exemplo. Matematicamente, a ZND no plano $C_{norm} \times Q_f$ é composta por duas curvas, relativas aos limites superior e inferior de variação de frequência definidas por:

$$1 - \frac{2(\omega_{max})}{\omega_0} + \frac{tg(\theta_{inv})}{Q_f} < C_{norm} < 1 + \frac{2(\omega_{min})}{\omega_0} + \frac{tg(\theta_{inv})}{Q_f} \quad (12)$$

Onde

- ω_{max} é a máxima frequência angular permitida pelos textos normativos;
- ω_0 é a frequência angular nominal da carga;
- ω_{min} é a mínima frequência angular permitida pelos textos normativos;
- θ_{inv} é o critério de fase do inversor;
- C_{norm} é a capacitância normalizada da carga;

3.3 Métodos Passivos

As soluções passivas para detecção de ilhamento baseiam-se no monitoramento de grandezas elétricas que sofrem variação abrupta após a desconexão da rede e no consequente desligamento do inversor quando tais grandezas ultrapassam um limite pré-estabelecido. Na literatura, encontram-se diferentes estratégias passivas, sendo a principal diferença entre elas a grandeza elétrica analisada (MANGO et al., 2006a). Essas grandezas podem ser DTT, frequência, amplitude de tensão ou diferença de fase entre a tensão do PAC e a corrente de saída do inversor. A principal vantagem dessas soluções reside no fato de não promoverem a

degradação da qualidade de energia elétrica fornecida pelo SGD. Além disso, é necessário ressaltar que não existe a interação entre soluções passivas, no caso em que existam mais de um SGD conectado ao mesmo PAC. No entanto, comprovou-se que a capacidade de detecção da desconexão da rede é baixa, especialmente se existir equilíbrio entre os níveis de potências ativa e reativa demandadas pelas cargas locais e a oferta energética do equipamento inversor.

3.3.1 Detecção de Sobre e Sub Tensão e Frequência

Os inversores conectados aos SFV operam como fonte de corrente, extraíndo do arranjo fotovoltaico a máxima potência disponível (XIAO, W. et al., 2011). Caso exista uma incompatibilidade entre a potência demandada pelas cargas locais e a produção energética do SGD, a rede elétrica garante a estabilidade da operação, seja absorvendo a oferta excedente de potência por parte do inversor, seja fornecendo a demanda faltante à carga. Em termos gerais, as (13) e (14) são expressões que explicitam a potência ativa e reativa, respectivamente, que são fornecidas à carga durante a operação de um SFV conectado à rede (KULKARNI; KHEDKAR, 2019)

$$P_{carga} = P_{GD} + \Delta P \quad (13)$$

$$Q_{carga} = Q_{GD} + \Delta Q \quad (14)$$

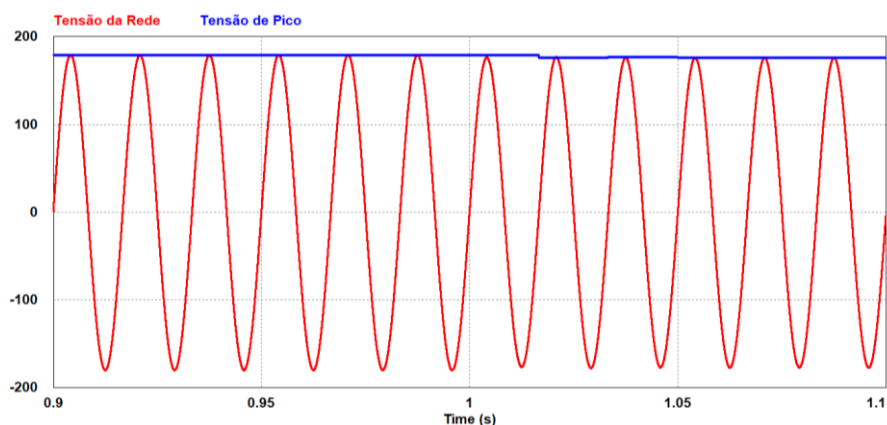
Onde:

- P_{carga} representa a potência ativa total entregue à carga;
- Q_{carga} representa a potência reativa total entregue à carga;
- P_{GD} representa a potência ativa fornecida pelo SGD;
- Q_{GD} representa a potência reativa fornecida pelo SGD;
- ΔP representa a contribuição de potência ativa advinda da rede;
- ΔQ representa a contribuição de potência reativa advinda da rede;

Conforme analisado por (BRITO et al., 2018), após a ocorrência do ilhamento, a tensão que aparece no PAC depende da demanda de potência ativa por parte da carga. As Figuras 13 a 15 demonstram tal dependência ao analisar o comportamento da tensão sob três condições. Na primeira, representada pela Figura 13, verifica-se uma igualdade entre a potência gerada e a consumida, não sendo verificada nenhuma alteração na amplitude de tensão. Na segunda, por sua vez, a potência gerada é maior que a consumida, o que provoca uma elevação na tensão. Na

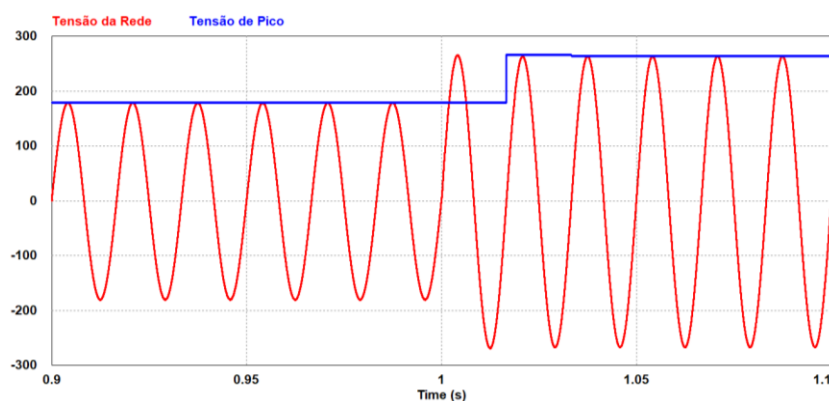
terceira, por fim, a potência gerada é menor do que aquela que é demandada pela carga o que acarreta numa queda na amplitude da tensão elétrica no PAC. Para todas as Figuras, a interrupção da rede ocorre em 1 segundo do gráfico.

Figura 13 – Tensão após o Ilhamento para o equilíbrio entre potência fornecida e potência consumida



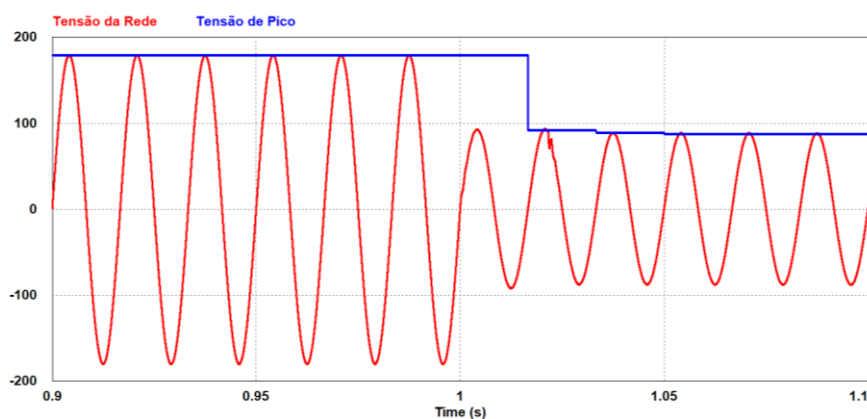
Fonte: Adaptado de (BRITO et al., 2018)

Figura 14 – Tensão após o Ilhamento quando a potência fornecida é maior que a demandada



Fonte: Adaptado de (BRITO et al., 2018)

Figura 15 – Tensão após o Ilhamento quando potência fornecida é menor que a demandada



Fonte: Adaptado de (BRITO et al., 2018)

Dessa forma, é possível perceber que existe uma ZND para o método de detecção de sobre e sub tensão caso o desequilíbrio de potência ativa entre geração e consumo (determinado pelo módulo da impedância da carga local) situe-se dentro dos limiares definidos pelo dispositivo de proteção. Matematicamente, essa região é definida por (15) (MI; WANG, 2009).

$$\left(\frac{V}{V_{max}}\right)^2 - 1 \geq \frac{P}{\Delta P} \geq \left(\frac{V}{V_{min}}\right)^2 - 1 \quad (15)$$

- V é a tensão do sistema;
- V_{max} é a tensão máxima definida pelo sistema de proteção;
- V_{min} é a tensão mínima definida pelo sistema de proteção;

A frequência da ilha, por sua vez, pode ser definida em função do nível de reativos da carga, da nova tensão pós ilhamento, da capacitância e da indutância das cargas locais, segundo (16) (TEODORESCU, LISSERE; RODRIGUEZ, 2011).

$$\omega' = \frac{-\frac{Q_{carga}}{CV'} + \sqrt{\left(\frac{Q_{carga}}{CV'}\right)^2 + \frac{4}{LC}}}{2} \quad (16)$$

Matematicamente, a ZND do método é definida por (MI; WANG, 2009):

$$Q_f \left(1 - \left(\frac{f}{f_{min}}\right)^2\right) \geq \frac{\Delta Q}{P_{GD}} \geq Q_f \left(1 - \left(\frac{f}{f_{max}}\right)^2\right) \quad (17)$$

Uma das grandes vantagens do método de detecção de sobre e sub tensão e sobre e sub frequência é que ambos não demandam peso computacional extra, uma vez que se baseiam em dispositivos de proteção inerentes aos inversores comerciais. O texto normativo *IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations* (IEEE, 2008), que tem por objetivo identificar os dispositivos de monitoramento, proteção, chaveamento e controle em subestações elétricas, define os códigos de identificação de cada um dos dispositivos de proteção para sistemas elétricos. Os códigos de proteção relativos à tensão e frequência são: ANSI 27 – subtensão, ANSI 59 – sobretensão e ANSI 81 – frequência.

Uma vez que, por recomendação normativa, os inversores possuem essas duas funções, a detecção de anormalidades de tensão e frequência são descritos, na literatura, operando em paralelo (KULKARNI; KHEDKAR, 2019). Dessa forma, obtém-se uma ZND formada pela interseção das regiões definidas em (15) e (17). A Tabela 10 destaca os limites de tensão e frequência definidos pelos principais textos normativos abordados nesse trabalho como limites de operação normal.

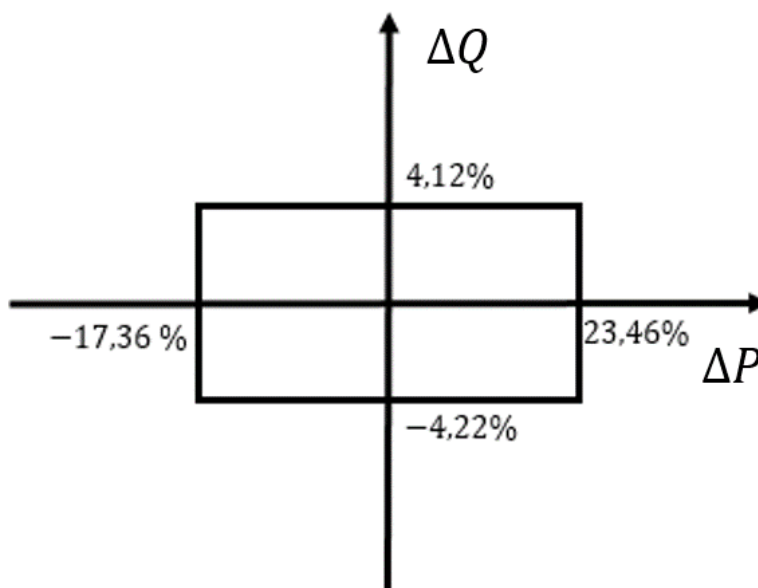
Tabela 10 – Limites de Tensão e Frequência

<i>Texto Normativo</i>	<i>Frequência</i>	<i>Tensão</i>
ABNT NBR 16149	$59,3 < f < 60,5$	$0,88 \text{ pu} < V < 1,1 \text{ pu}$
IEEE 929	$59,3 < f < 60,5$	$0,88 \text{ pu} < V < 1,1 \text{ pu}$
IEEE 1547	$59,3 < f < 60,5$	$0,88 \text{ pu} < V < 1,1 \text{ pu}$
ABNT NBR 62116	$58,5 < f < 61,5$	$0,85 \text{ pu} < V < 1,15 \text{ pu}$

Fonte: Dados do próprio autor

As equações (15) e (17) representam os limites da ZND para uma estratégia de PAI baseada na operação conjunta entre os métodos de sobre e sub tensão e frequência. A Figura 16, por sua vez, resume-se na representação gráfica dessa região. É possível perceber que a ocorrência do Ilhamento não será percebida para situações de operação em que a razão entre a contribuição de potência ativa da rede se situe entre -17,36% e 23,46% da potência ativa produzida pelo SDG, ao mesmo tempo que as parcelas reativas referentes ao sistema da concessionária mantenha-se entre -4,22% e 4,12% dos níveis de potência ativa disponibilizados pelo SDG.

Figura 16 – ZND do Método de Sobre/Sub Tensão e Frequência



Fonte: Adaptado de (TEODORESCU, LISSERE; RODRIGUEZ, 2011).

3.3.2 Detecção do Salto de Fase

Esse método baseia-se no monitoramento da diferença de fase entre a corrente de saída do inversor e a tensão presente no PAC. A detecção da interrupção da rede é realizada a partir da determinação de uma diferença instantânea de fase entre essas duas grandezas. Para inversores que operam como fonte de corrente, a operação em regime não ilhado é marcada pelo sincronismo inversor-rede obtido pela aplicação de um PLL, já que a concessionária é capaz de fornecer uma referência estável de tensão (YE, et al., 2003).

Com a desconexão da rede, no entanto, a tensão presente no PAC resume-se à uma consequência da interação entre a corrente de saída e a impedância da carga. A corrente, no entanto, mantém-se constante e atracada à referência senoidal fornecida pelo PLL. Uma vez que o sincronismo promovido pelo PLL é determinado nas passagens da forma de onda de tensão por zero, a ocorrência da interrupção da rede fora da região de cruzamento, fará com que a tensão do PAC altere sua fase para igualar-se ao ângulo de fase das cargas locais (BOWER; ROPP, 2002).

A principal vantagem dessa técnica reside no baixo peso computacional adicionado ao código do inversor, uma vez que, sua implementação é realizada em conjunto com o PLL. Além disso, por se tratar de um método passivo, não se verificam degradações na qualidade de energia advinda de sua adoção. Por fim é necessário ressaltar que, não é verificada perda de eficiência de detecção para o caso multi-inversor (MERINO et al., 2015), (ABOKHALIL, AWAN, QAWASMI, 2018).

Todavia, a principal desvantagem atrelada ao uso do esquema de detecção do salto de fase, consiste na escolha de um limiar confiável de salto de fase permitido. Um limiar muito estreito propicia uma melhor detecção, com menor ZND. No entanto, pode acarretar o desligamento indevido do inversor, já que saltos de fase podem ocorrer em situações de operação normal, devido ao acionamento de motores por exemplo. Um limiar pouco restritivo, no entanto, ocasiona uma maior ZND.

Em (ROPP et al., 2000), pode-se encontrar a determinação da ZND da detecção do salto de fase, que é definida por (18):

$$abs\left(\arctg\left(\frac{\frac{\Delta Q}{P}}{1 + \Delta P}\right)\right) \leq \Theta_{limiar} \quad (18)$$

3.3.3 Taxa de Variação de Frequência (*Rate of Change of Frequency – ROCOF*)

Esse método detecta a desconexão da rede através da medição da variação de frequência da tensão do PAC, determinada por (19) e (20) (GUPTA; BHATIA; JAIN, 2017). Conforme é mencionado em (ALAM; BEGUM; MUTTAGI, 2018) essa taxa torna-se significativamente maior após a interrupção da rede.

$$ROCOF = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \frac{df}{dt}(k) \quad (19)$$

Onde:

- $\frac{df}{dt}$ representa a derivada da frequência em relação ao tempo;
- n representa o número de amostras sobre as quais é calculada a função ROCOF;

O número de amostras n , por sua vez, pode ser calculado pela razão entre o tempo escolhido para o monitoramento da taxa de frequência e o tempo de amostragem, conforme (3.11):

$$n = \frac{\Delta t}{T_{amostragem}} \quad (20)$$

Computacionalmente, (20) pode ser reescrita por:

$$ROCOF = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \frac{f[k] - f[k-1]}{\Delta t} \quad (21)$$

É necessário destacar ainda que, fisicamente, a derivada da frequência em função do tempo depende de variáveis inerentes ao SDG (inércia, capacidade de geração e frequência nominal) e da contribuição de potência ativa fornecida pela rede às cargas locais, conforme demonstrado por (22) (HATATA; RABOH; SEDHOM, 2016):

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{2HG} f \quad (22)$$

Onde:

- H representa a inércia do sistema;

- G representa a capacidade de geração do sistema;

Na literatura técnica, o método de detecção da taxa de variação de frequência tem sido implementado em conjunto com métodos ativos para melhorar a detecção do ilhamento. Em (KHODAPARASTAN et al., 2017), por exemplo, é apresentado um modelo de PAI em que o método do Desvio Ativo da Frequência com Realimentação Positiva (que será abordado nesse texto) trabalha em conjunto com a taxa de variação de frequência, afim de reduzir o tempo de detecção da interrupção da rede.

Diferentemente dos métodos passivos acima citados, não foi determinado, até hoje, um modelo analítico para a determinação da ZND da referida estratégia. No entanto, em (ARGUENCE et al., 2017) foi proposto um estudo computacional para determinação da região não detectável através de testes para cargas RLC com diferentes fatores de qualidade e para sistemas fotovoltaicos com diferentes valores de inércia. Os resultados obtidos demonstram dependência sensível da área da ZND em relação às duas variáveis: fator de qualidade da carga e desbalanço de potência entre geração e consumo. Além disso, em (ISA; MOHAMAD; YASIN, 2015) verificou-se que a ZND de uma PAI que trabalha com o método ROCOF em conjunto com o método ROCOV (Taxa de variação de tensão) é menor do que aquela obtida pelo conjunto das estratégias de sobre e sub tensão e frequência.

3.3.4 Taxa de variação da diferença do ângulo de fase

Esse método foi proposto em (SAMUI; SAMANTARAY, 2011) e baseia-se no constante monitoramento da diferença de fase entre corrente e tensão de saída do inversor e na determinação da taxa de variação dessa grandeza no tempo. Matematicamente, a taxa de variação da diferença do ângulo de fase pode ser determinada por:

$$ROCPAD = \frac{\Delta(\theta_v - \theta_i)}{\Delta t} \quad (23)$$

Onde:

- θ_v representa o ângulo de fase da tensão;
- θ_i representa o ângulo de fase da corrente;
- Δt representa o intervalo de tempo no qual se dá o cálculo da derivada da diferença de fase entre tensão e corrente;

3.3.5 Detecção da Variação Harmônica

Esse método baseia-se no constante monitoramento do conteúdo harmônico presente na tensão do PAC. Esse monitoramento pode ser dado sobre a DTT ou sobre alguma componente específica. Sob operação normal, os níveis de distorção dessa grandeza são controlados pela rede da concessionária e, portanto, devem permanecer, abaixo de limites muito restritivos. Nessa situação, a contribuição harmônica de tensão por parte do SGD também tende a ser pouco significativa, uma vez que as componentes harmônicas de corrente interagem somente com a impedância da rede. Após a interrupção da rede, no entanto, a tensão do PAC passa a ser controlada pelas unidades geradores a ele conectadas através da interação entre as cargas locais e as correntes de saída de cada unidade. Uma vez que a magnitude das impedâncias das cargas locais é sensivelmente maior que o módulo da impedância de rede (exceto para condições de rede fraca) espera-se um aumento substancial da DTT após a ocorrência do ilhamento (DE MANGO; LISERRE; DELL'AQUILA, 2006a).

A principal vantagem atrelada à adoção dessa técnica reside na sua não dependência da incompatibilidade entre oferta e demanda de potência (TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2007). Além disso, sua eficiência não é comprometida caso mais de uma unidade geradora esteja conectada à ilha. No entanto, sua implementação é marcada pela dificuldade da escolha dos limiares de detecção que deve ser satisfatoriamente pequeno para promover uma correta proteção contra a operação ilhada e suficientemente grande para evitar a desconexão indevida da unidade geradora. É importante ressaltar ainda que a desconexão indevida pode ocorrer por meio do chaveamento de cargas não lineares e ao conteúdo harmônico de terceira ordem advindo dos transformadores.

Em (JANG; KIM, 2004), é proposta uma maneira de implementação da estratégia de detecção de harmônicos em série com a detecção de tensão e de desequilíbrio de fases para inversores trifásicos. No referido trabalho, testes computacionais foram realizados em uma linha de distribuição do sistema IEEE 34 barras para dois tipos de condições.

Na primeira, verifica-se uma grande incompatibilidade entre a oferta de potência do SGD ilhado e a demanda da carga, o que provoca a rápida atuação da proteção baseada em tensão. Além disso, verificam-se grandes variações de fase e frequência, grandezas comumente monitoradas pelos métodos de ilhamento. Na segunda, por outro lado, a interrupção da rede ocorre em condições de forte balanceamento entre a potência gerada pelo SGD e a drenada

pelas cargas locais. Nesse cenário, fase, frequência e amplitude apresentaram variações muito pequenas, o que acarretaria na falha das PAI baseadas no monitoramento dessas grandezas. No entanto, mudanças consideráveis foram constatadas na DHT de corrente e no nível de desbalanceamento das tensões trifásicas na saída do inversor, o que atesta a qualidade de detecção da técnica proposta.

É importante destacar ainda que, a fim de verificar a seletividade da proteção, a PAI foi submetida a eventos que podem ser confundidas com a ocorrência do ilhamento: partida de um motor de indução trifásico, chaveamento de um banco de capacitores e desconexões de cargas a fim de induzir um desequilíbrio das tensões trifásicas na saída do inversor. Embora as três ocorrências provoquem variações transitórias nos parâmetros monitorados, em nenhuma delas foi verificado o desligamento indevido do inversor, o que, por sua vez, atesta a seletividade da técnica de PAI proposta (JANG; KIM, 2004).

3.4 Métodos Ativos

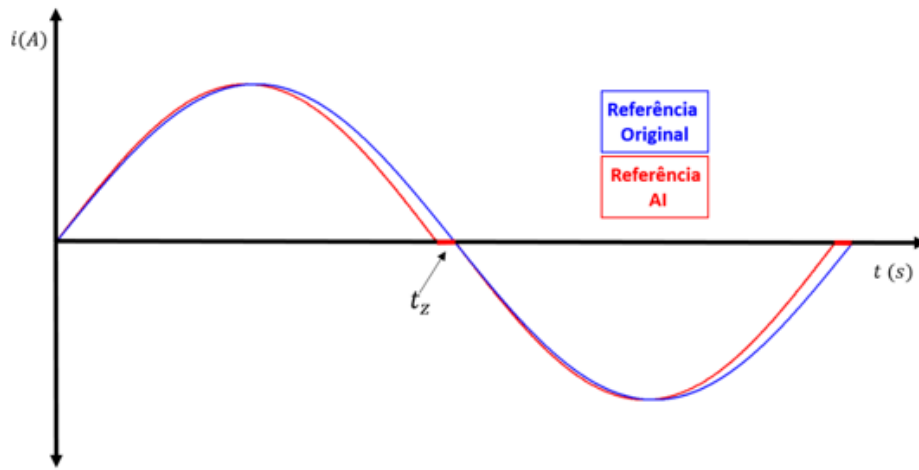
Conforme mencionado anteriormente, a maior parte das soluções passivas de detecção de ilhamento podem apresentar resultados inconsistentes para a determinação da interrupção da rede em condições de equilíbrio entre oferta e demanda da potência do SGD. A necessidade de conferir maior robustez às PAIs norteou o surgimento das soluções ativas, que se baseiam na inserção de pequenos distúrbios nas grandezas de saída do inversor (forma de onda ou magnitude da corrente, fase, tensão ou distorção harmônica) com o objetivo de desviá-las dos limites de operação permitidos pelos textos normativos ou dos limiares definidos no código de controle do inversor (DE MANGO et al., 2006b).

Embora essas soluções apresentem resultados mais satisfatórios do que as passivas, sua implementação está inerentemente associada à degradação da qualidade de energia na saída do SGD. Além disso, é necessário destacar que algumas estratégias utilizam-se de realimentações positivas, seja de frequência ou de corrente, o que pode causar impacto na estabilidade da operação do inversor (WANG; FREITAS, 2008). Algumas técnicas ainda apresentam eficácia bastante reduzida no caso em que a ilha é formada por mais de um SGD, já que os distúrbios inseridos podem cancelar-se mutualmente no PAC (ESTEBANEZ et al., 2009). Outras estratégias utilizam-se de realimentações positivas de frequências para reduzir a ZND, a DHT de corrente e o tempo de detecção.

3.4.1 Active Frequency Drift (AFD)

Essa estratégia foi proposta por (ROPP; BEGOVIC; ROHATGI, 1999) e consiste na inserção de um tempo morto no final de cada semiciclo da referência de corrente com o intuito de promover um desvio na frequência do PAC para fora dos limiares permitidos durante a operação ilhada. Durante a operação atracada à rede da concessionária, no entanto, a frequência de operação é mantida em seu valor nominal. A Figura 17 compara a forma de onda da referência de corrente antes e depois da implementação do algoritmo.

Figura 17 – Forma de onda da referência de corrente sob o método AFD.



Fonte: Adaptado de (RESENDE et al., 2019).

Em relação a seu princípio de operação, o parâmetro mais importante a ser dimensionado é a fração de corte - *chopping factor* (c_f) – definido como a razão entre o tempo morto inserido ao longo de cada ciclo e o período completo da onda, conforme (24). É importante ressaltar que esse valor pode ser positivo quanto negativo.

$$c_f = \frac{2t_z}{T} \quad (24)$$

Definido o conceito de fração de corte, é possível estabelecer o sistema de equações que descrevem a forma de onda da referência AFD no tempo, conforme equação (25)

$$i_{afd}(t) = \begin{cases} I_{sen}(2\pi f' t), & 0 < \omega t \leq \pi - t_z \\ 0, & \pi - t_z < \omega t \leq \pi \\ I_{sen}(2\pi f' t), & \pi < \omega t \leq 2\pi - t_z \\ 0, & 2\pi - t_z < \omega t \leq 2\pi \end{cases} \quad (25)$$

Onde:

$$f' = \frac{f}{1 - c_f} \quad (26)$$

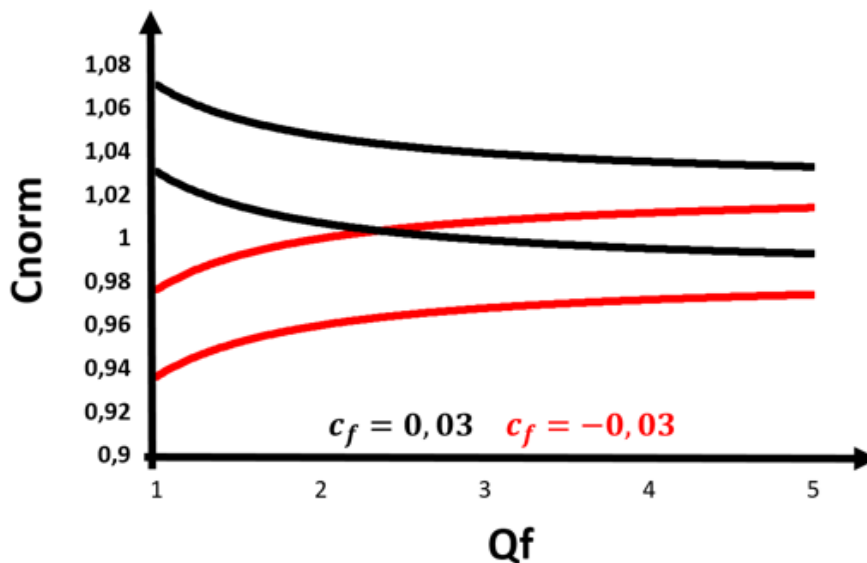
A implementação dessa forma de onda afeta o fator de potência da saída do inversor, uma vez que a fase da componente fundamental de corrente não se encontra em fase com aquela da tensão de saída do inversor, sendo determinada por (27).

$$\theta_{1afd} = \frac{\pi c_f}{2} \quad (27)$$

A principal vantagem atrelada à adoção do método AFD reside em sua simplicidade de implementação, já que o algoritmo pode ser facilmente embarcado no código de controle do equipamento inversor. Como desvantagens, apontam-se: uma ZND consideravelmente maior do que a de outros métodos ativos (RESENDE et al., 2019b), forte degradação harmônica da corrente de saída do inversor e atuação prejudicada no caso da operação de mais de um inversor na ilha.

É possível traçar a ZND do método AFD no espaço de parâmetros da carga, mais especificamente no plano $Q_f \times C_{norm}$, através da substituição de (27) em (12), o que foi realizado em (LIU; KANG; DUAN, 2007) e (RESENDE et al., 2019a). A Figura 18 mapeia a ZND da estratégia para $c_f = 0,03$ e $c_f = -0,03$. É possível perceber que, para $c_f = 0,03$ a ZND do método AFD está localizada em uma posição superior no plano $C_{norm} \times Q_f$, o que indica que a mesma ocorre para cargas mais capacitivas, que são mais raras. Por outro lado, para $c_f = -0,03$ a ZND ocorre para cargas predominantemente indutivas.

Figura 18 – ZND do método AFD para frações de corte positiva e negativa.



Fonte: Fornecido pelo autor.

Em relação à distorção harmônica inserida no PAC, o trabalho (ROPP; BEGOVIC; ROHATGI, 1999) demonstra a existência de uma relação linear entre DHT de corrente e a fração de corte, definida por (3.19). Uma vez que os textos normativos estipulam um limiar de 5% para a DHT de corrente, o valor teórico máximo de c_f deve ser de 0,05. No entanto, é importante observar que o conteúdo harmônico da corrente de saída do inversor não sofre influência apenas do método AFD, mas também da comutação dos semicondutores e do tempo morto inserido no chaveamento, o que pode acarretar na necessidade de um valor menor para a fração de corte.

$$\text{THD}_i \approx c_f \quad (28)$$

Conforme mencionado em (LOPES; ZHANG, 2008), a soma das contribuições de correntes de cada SGD no PAC culmina na produção de uma forma de onda de corrente com um critério de fase diferente do AFD tradicional, o que, por sua vez, afeta qualitativamente a ZND do conjunto. Além disso, é necessário ressaltar que a falta de flexibilidade da operação do método de AFD clássico é o principal fator que compromete sua atuação no caso do ilhamento multi-inversor (HONG; HUANG, 2014).

Uma vez que seu parâmetro c_f é fixo, a tendência de desvio da frequência é unidirecional, ou seja, se o valor de c_f for positivo, verifica-se a tendência de desvio da frequência para cima. Um c_f negativo, por sua vez, acarreta o desvio de frequência para valores menores que o nominal (BOWER; ROPP, 2002).

3.4.2 *Improved Active Frequency Drift*

A necessidade de corrigir os problemas operacionais do método AFD, conferindo-lhe maior robustez e evitando as altas taxas de distorções harmônicas, nortearam o desenvolvimento de outros métodos baseados na obtenção do desvio de frequência em operação ilhada a partir de distorções inseridas na forma de onda da corrente de saída do inversor. Em (YAFAOUI; WU; KOURO, 2012) uma nova forma de perturbação da corrente do inversor é proposta. Essa estratégia é também conhecida como AFD melhorado.

Nessa estratégia, a distorção da forma de onda da corrente através do acréscimo de um tempo morto no fim de cada semiciclo é substituída por uma mudança repentina na amplitude de corrente em dois quartos de ciclo, conforme mostra a Figura 3.8.

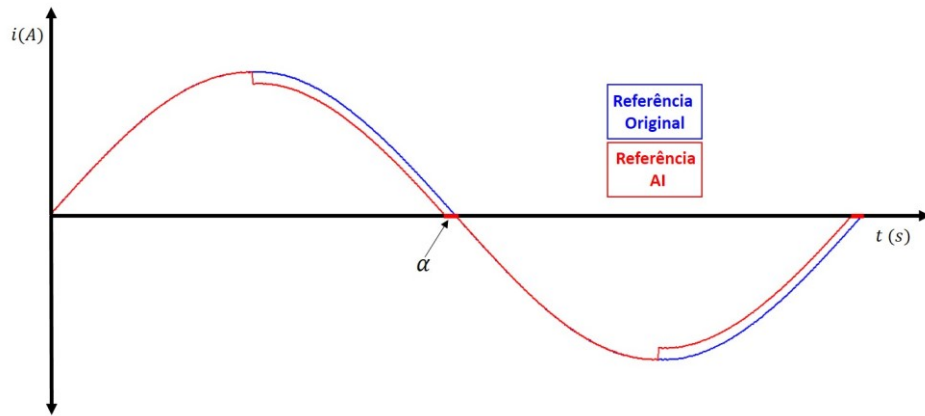
Matematicamente, a forma de onda da Figura 19 pode ser expressa pelo sistema de equações abaixo.

$$i_{iafd}(t) = \begin{cases} I_{sen}(2\pi ft), & 0 < \omega t \leq \frac{\pi}{2} \\ I_{sen}(2\pi ft) - KI, & \frac{\pi}{2} < \omega t \leq \pi - \alpha \\ 0, & \pi - \alpha < \omega t \leq \pi \\ I_{sen}(2\pi ft), & \pi < \omega t \leq \frac{3\pi}{2} \\ I_{sen}(2\pi ft) + KI, & \frac{3\pi}{2} < \omega t \leq 2\pi - \alpha \\ 0, & 2\pi - \alpha < \omega t \leq 2\pi \end{cases} \quad (29)$$

Onde:

$$\alpha = \arcsin(K) \quad (30)$$

Figura 19 – Forma de onda da referência de corrente sob o método AFD.melhorado

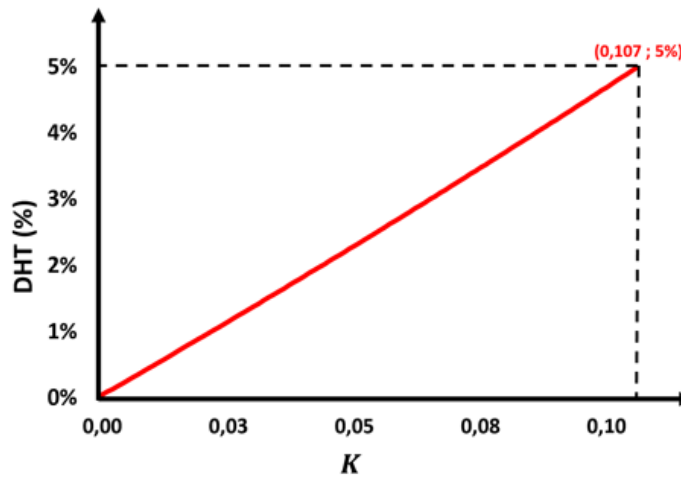


Fonte: Adaptado de (RESENDE et al., 2019)

Analiticamente, a equação que determina a DHT de corrente teórica advinda da implementação do método é dada por (31). O conteúdo harmônico, portanto, sofre forte influência do ganho K escolhido. A Figura 20, por sua vez, constitui-se na representação gráfica da relação $THD \times K$. Como pode ser observado, existe uma correspondência linear entre as duas grandezas e o valor máximo de K para manutenção da DHT de corrente abaixo dos 5% é de 0,1073.

$$THD_i = \sqrt{\frac{K^2(\pi^2 - 8)}{\pi^2 - 4\pi K + 8K^2}} \quad (31)$$

Figura 20 – Relação DHT x K.



Fonte: Fornecida pelo Autor

Para uma correta escolha do ganho K é necessário, ainda, mapear a ZND do método, determinando assim o conjunto de casos operacionais nos quais o método é incapaz de desviar a frequência para além dos limiares permitidos pelos textos normativos. O critério de fase do método é dado por:

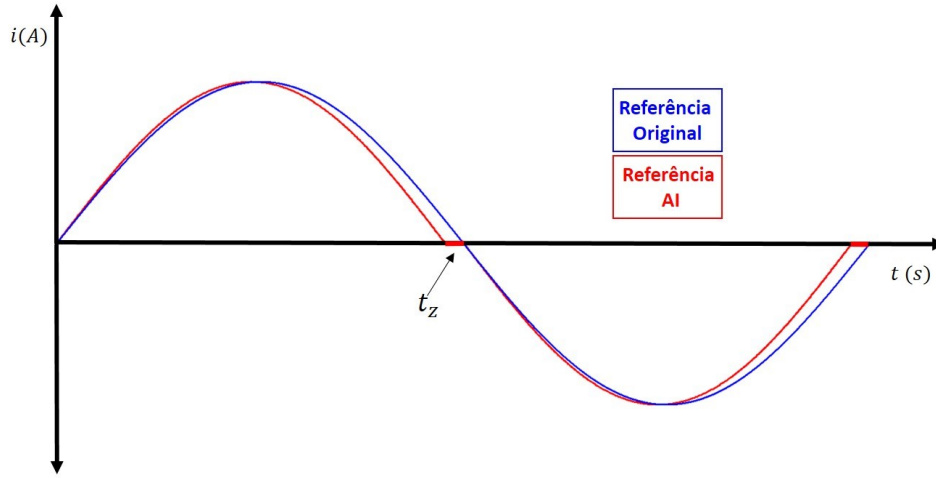
$$\tan(\phi_{inv}) = \frac{2K}{\pi - 2K} \quad (32)$$

Substituindo (3.23) em (3.3) pode-se obter a ZND do método seguindo a mesma metodologia utilizada para o método AFD clássico. É possível citar dois artigos na literatura que realizaram o mapeamento da ZND: (YAFAOUI; WU; KOURO, 2012) e (RESENDE et al., 2019a). No primeiro, constatou-se que, para uma mesma distorção harmônica, o AFD melhorado apresenta ZND para cargas predominantemente capacitivas. Isto constitui-se em uma vantagem, uma vez que cargas mais capacitivas são mais dificilmente encontradas na realidade. Por fim, os autores apontam, como sugestão, a inserção de uma realimentação positiva de frequência para determinação do parâmetro K para redução da ZND e do tempo de detecção.

3.4.3 Active Frequency Drift proposto por (CHEN et al., 2013)

Em (CHEN et al., 2013) é proposto um novo algoritmo de desvio ativo de frequência obtido a partir da inserção de um salto de fase no começo de cada semiciclo conforme mostrado pela Figura 21.

Figura 21 – Forma de onda da referência de corrente sob o método proposto por (CHEN et al., 2013).



Fonte: Adaptado de (RESENDE et al., 2019).

Matematicamente, a forma de onda da Figura 21 pode ser expressa por:

$$i_{afd}(t) = \begin{cases} I_{sen}(2\pi ft + \theta_z), & 0 < \omega t \leq \pi - \theta_z \\ 0, & \pi - \theta_z < \omega t \leq \pi \\ I_{sen}(2\pi ft - \theta_z), & \pi < \omega t \leq 2\pi - \theta_z \\ 0, & 2\pi - \theta_z < \omega t \leq 2\pi \end{cases} \quad (33)$$

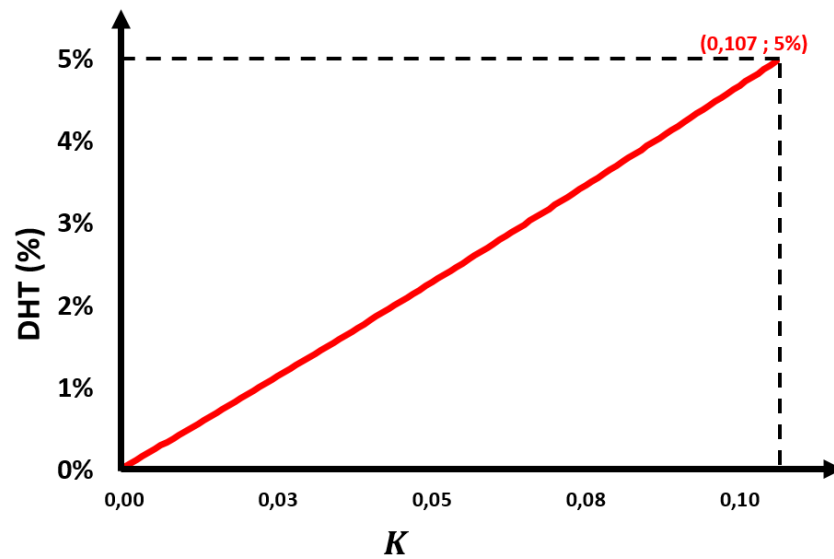
Matematicamente, a DHT teórica advinda da implementação do método é dada por (3.25). O conteúdo harmônico, portanto, sofre forte influência do parâmetro θ_z escolhido. A Figura 22, por sua vez, constitui-se da representação gráfica da relação $DHT_i \times \theta_z$. Como pode ser observado, existe uma correspondência linear entre as duas grandezas e o valor máximo de θ_z para manutenção da DHT de corrente abaixo dos 5% é de 0,2373.

$$THD_i = \frac{\sqrt{\pi(\pi - \theta_z) + \sin(\theta_z) \cos(\theta_z) - (\pi - \theta_z)^2 - \sin^2(\theta_z) - (\pi - \theta_z) \sin(2\theta_z)}}{(\pi - \theta_z)^2 + \sin^2(\theta_z) + (\pi - \theta_z) \sin(2\theta_z)} \quad (34)$$

A correta parametrização do método depende da análise da influência da variável θ_z na posição de sua ZND no plano $C_{norm} \times Q_f$ e, portanto, de seu critério de fase, expresso matematicamente por (35):

$$\tan(\phi_{inv}) = \frac{\pi - \theta_z}{1 + (\pi - \theta_z) \cot(\pi - \theta_z)} \quad (35)$$

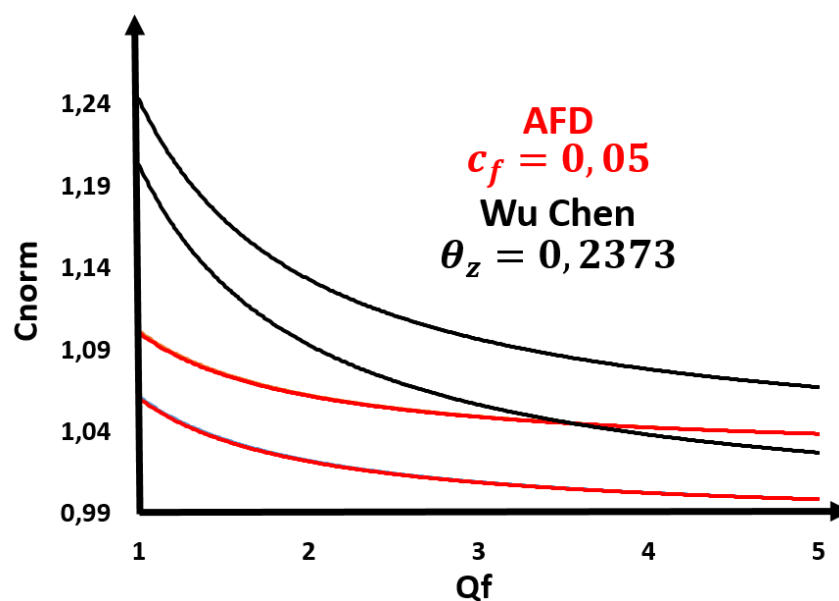
Figura 22 – Relação DHTi x θ_z . para o método AFD proposto por (CHEN et al., 2013).



Fonte: Fornecida pelo Autor.

A Figura 23 compara a ZND deste método com o método AFD para $t_z = 0,05$ e $\theta_z = 0,2373$. A escolha destes parâmetros justifica-se mediante o fato de que são aqueles que garantem, teoricamente, a distorção harmônica máxima estipulada pelos textos normativos. Como pode ser percebido, quando a DHT é igualada, a ZND do método proposto por (CHEN et al., 2013) situa-se em uma posição superior do plano $C_{norm} \times Q_f$. Dessa forma, caso fossem igualadas as ZND, esse método seria responsável por uma menor distorção harmônica.

Figura 23 – Comparação entre as ZND's do método clássico e daquele proposto por (CHEN et al., 2013)



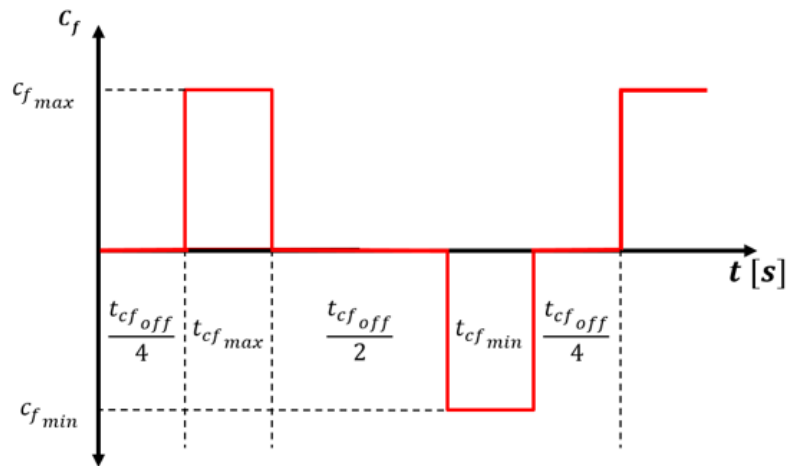
Fonte: Fornecida pelo Autor

3.4.4 Active Frequency Drift with Pulsating Chopping Factor (AFDPCF)

Em (JUNG et al., 2005) é proposta uma variante do tradicional algoritmo AFD que substitui o c_f constante por um sinal pulsante determinado matematicamente por (36). A Figura 24, por sua vez, consiste na representação gráfica do comportamento de c_f ao longo do tempo.

$$c_f = \begin{cases} c_{f_{max}} & \text{se } T_{c_{max}} \text{ on} \\ c_{f_{min}} & \text{se } T_{c_{min}} \text{ on} \\ 0 & \text{se } T_{c_{off}} \text{ on} \end{cases} \quad (36)$$

Figura 24 – c_f do método AFDPCF.



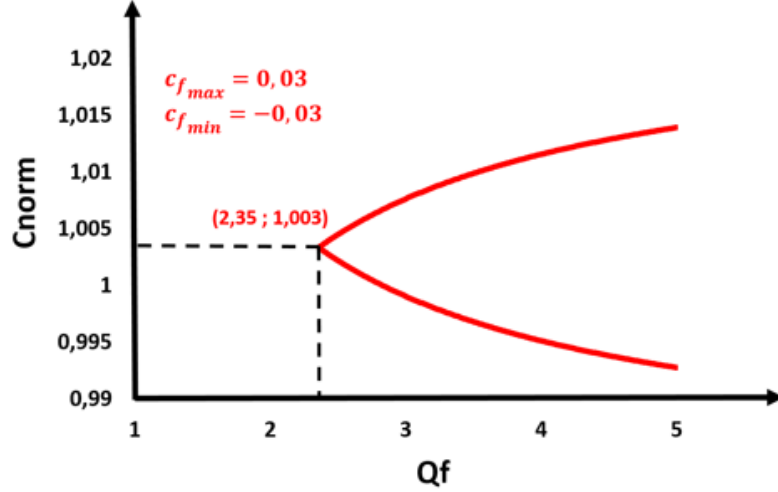
Fonte: Adaptado de (RESENDE et al., 2019b).

A principal vantagem obtida por meio do c_f variável reside na redução dos níveis de DHT da corrente de saída do inversor em virtude dos períodos de condução em que $c_f = 0$. Por outro lado, a existência de períodos sem inserção de perturbações na corrente injetada na rede pode acarretar em tempos de detecção mais prolongados, especialmente caso o instante inicial do ilhamento coincida com esses períodos. Uma maneira de superar esse problema está proposta em (YUAN et al, 2007), no qual o parâmetro c_f possui comportamento adaptativo, ou seja, sua mudança de estados está condicionada à variação de frequência. Caso seja detectada uma variação positiva de frequência, a variável assume valor positivo e, caso contrário, valor negativo.

Sua ZND depende de sua forma de implementação. Em (JUNG et al., 2005) e (RESENDE et al., 2019b) determina-se que o valor das variáveis $T_{c_{f_{maxi}}}$ e $T_{c_{f_{mini}}}$ devem ser

suficientes para a atuação do sistema de PAI. Dessa forma, a ZND dessa estratégia consiste na interseção das ZND's do método AFD para $c_f = c_{f_{max}}$ e $c_f = c_{f_{min}}$, conforme explicitado pela Figura 25.

Figura 25 – ZND do método AFDPCF para $c_{f_{max}} = 0,03$ e $c_{f_{min}} = -0,03$.



Fonte: Fornecido pelo Autor.

Conforme destacado pela Figura 25, uma das grandes vantagens desse método reside no fato de que o mesmo não apresenta ZND para um determinado intervalo de valores de Q_f , que vai de 0 até o ponto de encontro entre a fronteira inferior da região não detectável do AFD com $c_f > 0$ com a superior do AFD com $c_f < 0$. É possível determinar o ponto de início da ZND do AFDPCF, determinando a interseção das ZND's do método AFD para $c_f = c_{f_{mini}}$ e $c_f = c_{f_{maxi}}$ e determinar quais deverão ser os valores de $c_{f_{max}}$ e $c_{f_{min}}$ para obter proteção contra o ilhamento para um intervalo de Q_f . Considerando que:

$$c_{f_{mini}} = -c_{f_{maxi}} \quad (37)$$

$$1 - \frac{2(2\pi 0,5)}{\omega_0} + \frac{\pi c_{f_{max}}}{2Q_f} = 1 + \frac{2(2\pi 0,7)}{\omega_0} + \frac{\pi c_{f_{min}}}{2Q_f} \quad (38)$$

Substituindo (3.28) em (3.29).

$$-\frac{2(2\pi 0,5)}{\omega_0} + \frac{\pi c_{f_{max}}}{2Q_f} = \frac{2(2\pi 0,7)}{\omega_0} - \frac{\pi c_{f_{maxi}}}{2Q_f} \quad (39)$$

$$-\frac{2(2\pi 0,5)}{\omega_0} + \frac{\pi c_{f_{max}}}{2Q_f} = \frac{2(2\pi 0,7)}{\omega_0} - \frac{\pi c_{f_{maxi}}}{2Q_f} \quad (40)$$

$$\frac{\pi c_{f_{max}}}{Q_f} = \frac{4,8\pi}{\omega_0} \quad (41)$$

$$c_{f_{max}} = \frac{2,4Q_f}{f_0\pi} \quad (42)$$

3.4.5 Active Frequency Drift with Positive FeedBack (AFDPF)

O método *Active Frequency Drift with Positive FeedBack* (AFDPF) foi proposto em (ROPP; BEGOVIC; ROHATGI, 1999) e visa corrigir os problemas operacionais do AFD tradicional, a partir da adoção de uma fração de corte cujo valor varia em função do erro de frequência conforme ilustrado pela equação (43):

$$c_f = c_{f_0} + K(f_{pl} - f_n) \quad (43)$$

Onde:

- c_{f_0} é a fração de corte inicial;
- K é o ganho que acelera a detecção;
- f_{pl} é a frequência medida por uma malha de captura de fase;
- f_n é a frequência nominal da linha;

As principais vantagens atreladas à implementação da realimentação de frequência são a redução da inserção de harmônicos de corrente no PAC e do tempo de detecção. Durante operação normal, a frequência de operação mantém-se muito próxima da nominal o que faz com que o valor de c_f seja baixo, assim como a DHT de corrente na saída do equipamento inversor. Com a desconexão da rede, no entanto, verifica-se a tendência de desvio da frequência o que, por sua vez acarreta o aumento do valor absoluto da fração de corte. Isso desvia ainda mais a frequência reduzindo, portanto, o tempo de detecção da interrupção da rede (RESENDE, et al 2019b).

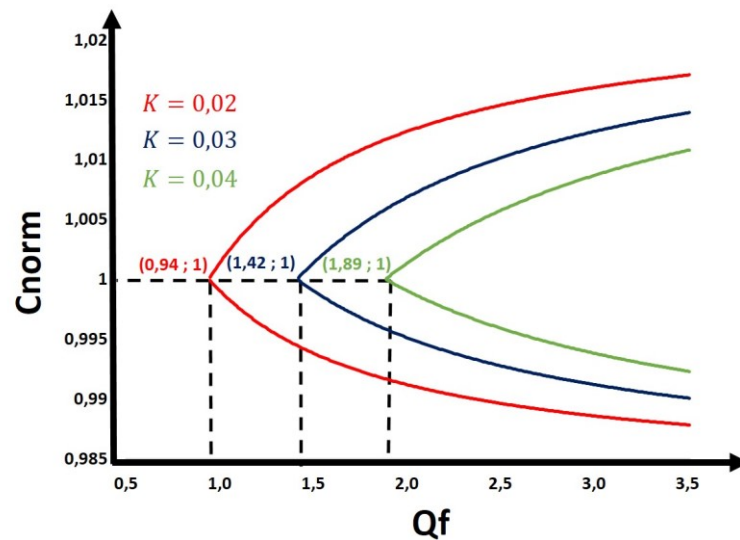
Diversos critérios de parametrização têm sido propostos para o AFDPF. Em (ZEINELDIN; KENNEDY; 2009), por exemplo, é proposta uma equação para determinação do ganho K que visa garantir a funcionalidade do método AFDPF mesmo com a fração de corte sendo igualada a zero. Essa equação é mostrada em (44).

$$K > \frac{4Q_f}{\pi f_0} \quad (44)$$

A ZND do método pode ser vista na Figura 26 para diferentes valores de K e para $c_{f_0} = 0$. Conforme pode ser percebido, a área da ZND é sensivelmente dependente do ganho K . Isto

comprova a efetividade da metodologia de parametrização proposta em (ZEINELDIN; KENNEDY; 2009).

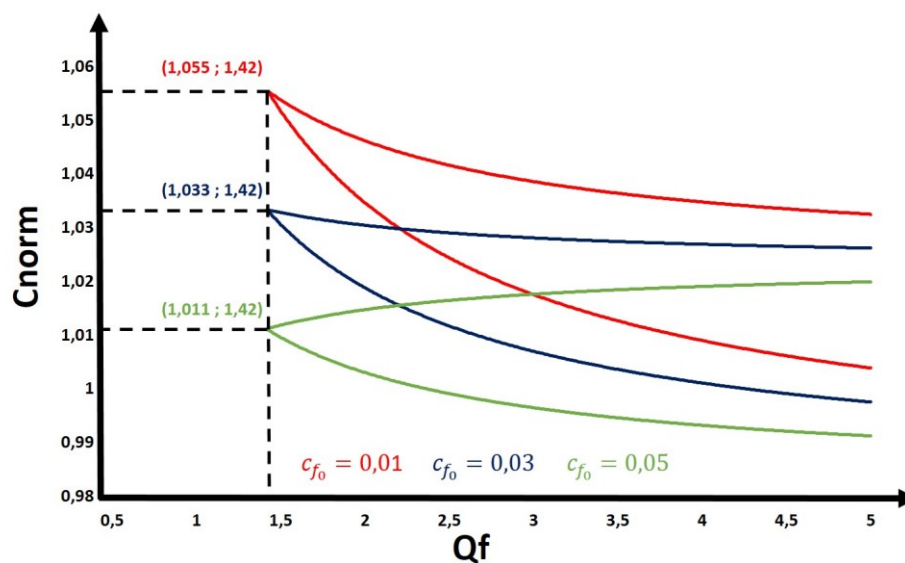
Figura 26 – ZND do método AFDPF para diferentes valores de K .



Fonte: Fornecido pelo Autor.

Embora o parâmetro K seja o mais influente em termos de ZND, faz-se necessário entender a função do parâmetro c_{f_0} para melhor compreender outras propostas de aperfeiçoamento do método AFDPF presente na literatura. A Figura 27 demonstra a ZND do método AFDPF para $K = 0,03$ e variados valores de c_{f_0} .

Figura 27 – ZND do método AFDPF para diferentes valores de c_{f_0} .



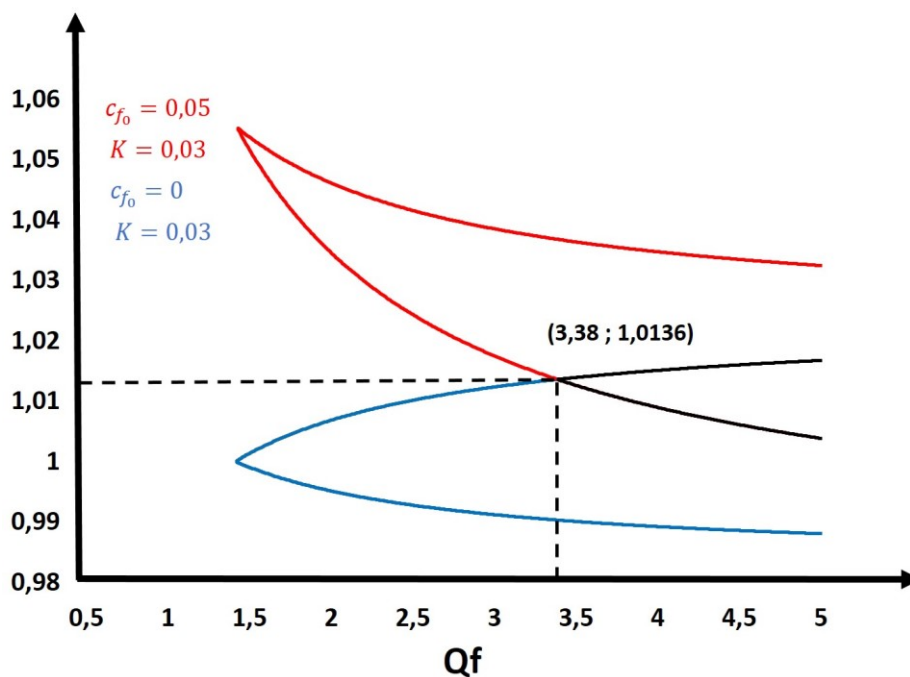
Fonte: Fornecido pelo Autor.

Conforme pode ser percebido, a alteração do valor de c_{f_0} não altera o intervalo de fatores de qualidade para o qual existe a ZND. No entanto, são responsáveis por um deslocamento positivo dela no plano $C_{norm} \times Q_f$. Como consequência, o ponto de início da região cega do método, tem seu parâmetro C_{norm} variável e diretamente proporcional ao valor c_{f_0} como é destacado na Figura 27. No entanto, é necessário ressaltar que tal característica não se viabiliza enquanto vantagem de implementação em virtude dos altos níveis de DHT impostos pelo acréscimo da fração de corte inicial.

No entanto, em (AL HOSANI; QU; ZEINELDIN, 2015) é proposta uma variante para a implementação do método AFDPF baseado no conceito de parâmetros pulsantes, semelhante ao método AFDPCF. Os valores constantes para c_{f_0} e K são substituídos por perturbações pré programadas que alternam os valores destas variáveis durante todo tempo de operação conforme a equação (45). Determina-se que o valor das variáveis T_1 e T_2 devem ser suficientemente grandes para a atuação do sistema de PAI. A ZND do método é composta pela interseção das duas ZND's expostas pela Figura 28.

$$c_f = \begin{cases} c_{f_0} = 0,05; K = 0,03, & \text{se } T_1 \\ c_{f_0} = 0; K = 0,03, & \text{se } T_2 \end{cases} \quad (45)$$

Figura 28 – ZND do método AFDPF proposto por (AL HOSANI; QU; ZEINELDIN, 2015).



Fonte: Fornecido pelo Autor.

Conforme pode ser visto, a estratégia de implementação garante uma importante redução da ZND. Além disso, é importante observar que, conforme foi mencionado em (WANG; FREITAS, 2008), o ganho K está associado a um impacto na estabilidade da operação do inversor. Assim, a estratégia proposta em (AL HOSANI; ZEINELDIN, 2015) garante a possibilidade de se obter uma ZND tão pequena quanto do AFDPF tradicional reduzindo o valor do ganho K . Observando a Figura 28, percebe-se que, mediante essa estratégia, garante-se que o intervalo de fatores de qualidade seja de 0 até 3,38. Para obter o mesmo intervalo com o AFDPF tradicional precisar-se-ia de $K = 0,072$.

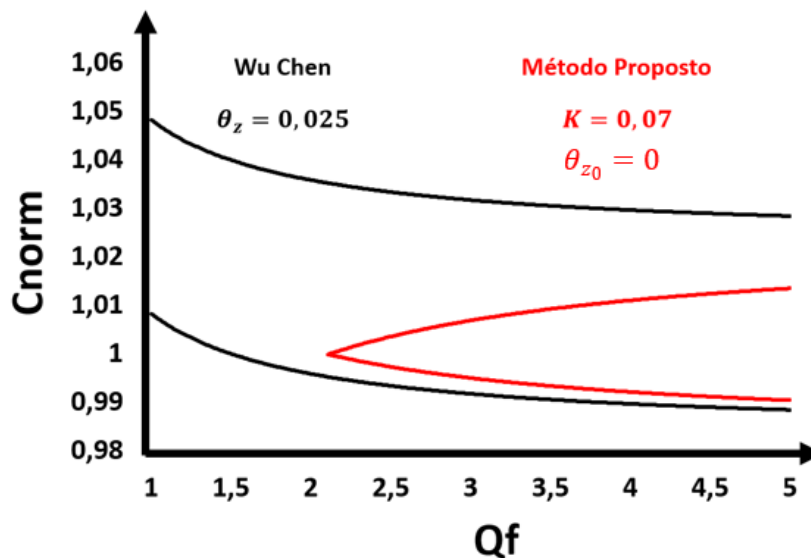
3.4.6 Método Proposto

O método aqui proposto baseia-se em um aprimoramento do método proposto em (CHEN et al., 2013) a partir da inserção de uma realimentação positiva de frequência, que é a principal característica do AFDPF (ROPP; BEGOVIC; ROHATGI, 1999) conforme pode ser visto pela equação (46).

$$\theta_z = \theta_{z_0} + K(f_{pu} - f_n) \quad (46)$$

A Figura 29 compara a ZND do método proposto com região cega do método proposto por (CHEN et al., 2013). Conforme pode ser visto, o método não apresenta ZND para um intervalo de fatores de qualidade que pode ser determinado pelo ganho K .

Figura 29 – Comparação entre a ZND do Método Proposto e a do método de (CHEN et al., 2013).



Fonte: Fornecido pelo autor.

O critério de fase pode ser expresso matematicamente pela equação (47) que advém da substituição da equação (46) em (45).

$$\tan(\phi_{\text{inv}}) = \frac{\pi - K(f_{pl} - f_n)}{1 + (\pi - K(f_{pl} - f_n)) \cot(K(f_{pl} - f_n))} \quad (47)$$

Para a correta parametrização do ganho K , faz-se necessário determinar uma equação matemática que relaciona o fator de qualidade inicial da ZND com o já referido parâmetro. Isso pode ser alcançado realizando a seguinte igualdade:

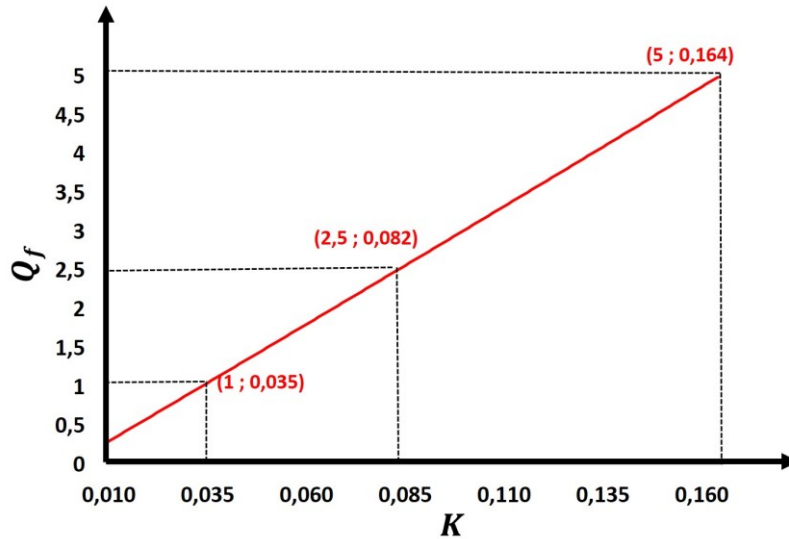
$$1 - \frac{2(2\pi \cdot 0.5)}{\omega_0} + \frac{\pi - 0,5K}{1 + (\pi - 0,5K) \cot(0,5K)} = 1 + \frac{2(2\pi \cdot 0.7)}{\omega_0} + \frac{\pi + 0,7K}{1 + (\pi + 0,7K) \cot(-0,7K)} \quad (48)$$

Tomando $\omega_0 = 377 \text{ rad/s}$, tem-se:

$$\frac{\pi - 0,5K}{1 + (\pi - 0,5K) \cot(0,5K)} - \frac{\pi + 0,7K}{1 + (\pi + 0,7K) \cot(0,7K)} = 0,04Q_f \quad (49)$$

Diante da impossibilidade de resolver analiticamente o ganho K em (49), pode-se utilizar o *software Excel®* para traçar um gráfico que relacione cada valor de K a um valor de Q_f , conforme apresenta a Figura 30.

Figura 30 – Relação $K \times Q_f$ do método proposto.



Fonte: Fornecido pelo Autor.

A principal vantagem do método proposto é a redução da ZND e do tempo de detecção em virtude da inserção de uma realimentação positiva de frequência. Por outro lado, a maior

desvantagem reside na impossibilidade de estabelecer uma expressão analítica que relaciona o fator de qualidade e o ganho K .

3.5 Conclusões

O fenômeno do ilhamento consiste na manutenção energética da alimentação de cargas locais por parte do SGD mesmo após a desconexão da rede. O ilhamento pode acarretar a perda de controle de parâmetros elétricos e, por isso, deve ser evitado. As principais causas do ilhamento não intencional são: atuação de algum dispositivo de proteção da rede da concessionária, desconexão intencional para realização de manutenções preditivas, erro humano ou atos da natureza.

A preocupação com a ocorrência do ilhamento, por parte das concessionárias e das instituições técnicas que norteiam os aspectos regulatórios dos SGD, justifica-se à medida que a desconexão da rede pode acarretar em danos aos aparelhos elétricos conectados à rede de distribuição, aumento da DHT na tensão do PAC e acidentes com trabalhadores e usuários do sistema elétrico. Assim, diante de todos os riscos inerentes à interrupção da conexão da rede, a pesquisa técnica e acadêmica erigiu diversos algoritmos de PAI para inversores conectados à SGD. Tais métodos podem ser divididos entre passivos e ativos.

Os métodos passivos não inserem distorções nos parâmetros elétricos de saída do inversor. Essas estratégias limitam-se ao monitoramento de grandezas elétricas presentes no PAC e promovem o desligamento do equipamento inversor caso algum limiar pré-estabelecido seja ultrapassado. As estratégias passivas analisadas foram: detecção de sobre e sub tensão ou sobre e sub frequência, detecção do salto de fase, detecção de harmônicos, detecção da taxa de variação de frequência.

O método de detecção de sobre e sub tensão e frequência apresenta como grande vantagem o fato de não requerer processamento computacional adicional, visto que esses esquemas de proteção já devem ser abarcados no código operacional do inversor. A operação conjunta dos dois reduz significativamente a ZND. O método de detecção do salto de fase, por sua vez, consiste em detectar o salto de fase que ocorre em virtude da desconexão da rede elétrica. Esse método é pouco aconselhável uma vez que apresenta uma série de dificuldades operacionais, tais como a grande ZND e a dificuldade de escolha do limiar para detecção. Outra estratégia descrita trata da mensuração da taxa de variação da frequência, que vem sendo implementado de forma isolada ou em conjunto com métodos ativos, aprimorando a detecção

dos mesmos. Por fim, é necessário destacar o método de detecção harmônica de tensão, que é um dos poucos descritos na literatura como livre de ZND, mas que apresenta problemas de escolha do limiar de DHT de corrente permitido.

Os métodos ativos, por outro lado, inserem pequenas distorções nos parâmetros de operação do inversor (forma de onda ou magnitude da corrente, fase, tensão ou distorção harmônica) para desviar as grandezas elétricas para fora dos limites de operação permitidos pelos textos normativos. Este texto abordou as seguintes PAI ativas: AFD, AFD melhorado, o método proposto por (CHEN et al., 2013), o método AFDPF e AFDPCF. Além disso, foi proposto um método que busca combinar o método proposto por (CHEN et al., 2013) com o conceito de realimentação positiva de frequência a fim de reduzir a ZND e o tempo de detecção do método.

O método AFD foi um dos primeiros métodos ativos a serem propostos e apresenta resultados bastante rudimentares em termos de detecção de ilhamento. Conforme pode ser observado, existem vários problemas decorrentes de sua implementação, tais como alta ZND, problema de interação com outros métodos e DHT de corrente alta. No entanto, é necessário ressaltar que a estratégia AFD serviu como base para desenvolvimento de diversos outros métodos que aprimoram o funcionamento do AFD, tais como o AFDPF.

O AFDPF, por sua vez, insere uma realimentação positiva de frequência no parâmetro c_f , o que reduz a ZND, a distorção harmônica e a diminuição do tempo de detecção. Além disso, a estratégia apresenta a característica da bidirecionalidade, sendo capaz de desviar a frequência para valores superiores ou inferiores à nominal da rede, acompanhando, portanto, a tendência de desvio imposto pela carga. Outra estratégia baseada no AFD é o AFDPCF, que transforma o parâmetro c_f em uma variável pulsante, que alterna entre valores positivos, negativos e zero. Assim como no AFDPF, são verificadas a redução da ZND e da DHT de corrente. Existe ainda a bidirecionalidade, contudo ela não é sincronizada com o instante do ilhamento. Destacou-se também o método proposto por (CHEN et al., 2013), que insere um salto de fase na corrente do inversor no início de cada semiciclo. A taxa harmônica de corrente é consideravelmente menor que o AFD e a ZND está localizada em uma posição superior do plano $C_{norm} \times Q_f$. Por fim, foi proposto um novo método que combina o método de (CHEN et al., 2013) com uma realimentação positiva de frequência. A principal vantagem teórica da solução proposta é a redução da ZND, enquanto a principal desvantagem é a impossibilidade

de obtenção de uma equação analítica que relaciona o ganho da realimentação com o fator de qualidade.

Os próximos capítulos se destinam, respectivamente, à implementação computacional e experimental dos seguintes métodos ativos: AFD, AFDPF, AFDPCF, o método proposto por (CHEN et al., 2013) e o método proposto por este trabalho. Serão fornecidos dados relativos ao sistema implementado, ao sistema de controle do inversor e à carga RLC. Além disso, serão fornecidos resultados de DHT de corrente e tempo de detecção.

CAPÍTULO IV

Resultados Computacionais dos Ensaio de Anti-Ilhamento

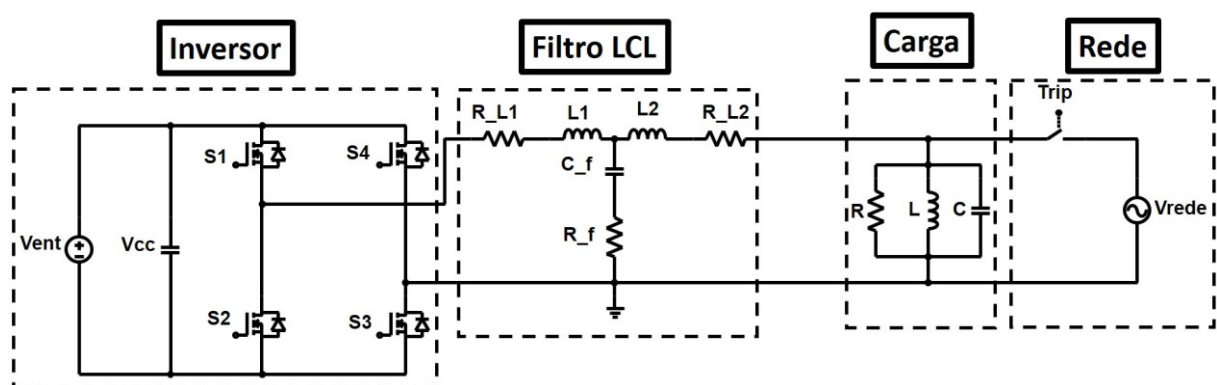
4.1 Introdução

Este capítulo destina-se a apresentar os resultados computacionais advindos da implementação computacional de cinco métodos de anti-ilhamento estudados no capítulo anterior: AFD, AFDPF, AFDPCF, o método proposto por (CHEN et al., 2013) e o método proposto por este trabalho. O *software* utilizado foi o PSIM®. Serão apresentados o sistema simulado em suas características de potência e controle, a metodologia de avaliação dos métodos e os resultados obtidos pelos ensaios de anti-ilhamento. Os critérios de comparação dos resultados serão a distorção harmônica total e o tempo de detecção.

4.2 Construção da Simulação

A Figura 31 demonstra o diagrama computacional do bloco de potência da simulação. Esta é composta por uma carga RLC que está conectada, concomitantemente, à uma fonte CA ideal e um sistema inversor.

Figura 31 – Diagrama de blocos do sistema ensaiado.



Fonte: Dados do próprio autor. .

O barramento CC é composta por um banco de capacitores de entrada de $1100 \mu F$. A topologia do inversor pode ser definida como ponte completa (*full bridge*). Para a garantia dos limiares de DHT da corrente de saída foi escolhido um filtro LCL em virtude dos melhores

resultados referentes à mitigação harmônica. Além disso, a escolha dessa topologia de filtro justifica-se em virtude dos menores valores de indutâncias exigidos uma vez que indutâncias muito grandes podem atrapalhar a dinâmica do inversor e, por consequência, os algoritmos de anti-ilhamento. O arranjo alimenta uma carga RLC, cujos parâmetros foram escolhidos segundo (7), (8) e (9). Por fim, um dispositivo de seccionamento realiza a conexão da carga e do inversor à rede da concessionária, a qual apresenta frequência de 60 Hz e tensão eficaz de 127 Volts.

A Tabela 11 apresenta os valores de cada um dos parâmetros da Figura 31. Nela estão destacados os parâmetros do inversor, do filtro LCL, da carga RLC e da impedância da rede.

Tabela 11 – Parâmetros Elétricos

Parâmetro	Variável	Valor
Tensão CC do Inversor	V_{ent}	300V
Frequência de Chaveamento	f_{ch}	10 kHz
Tensão de Saída	V_{saida}	127 V
Corrente de Saída	I_{saida}	7,89 A
Potência	P_{inv}	1000 W
Primeira Bobina do Filtro	L_1	1,5 mH
Resistência da Primeira Bobina do Filtro	R_{L1}	0,04 Ω
Segunda Bobina do Filtro	L_2	10,5 mH
Resistência da Segunda Bobina do Filtro	R_{L2}	0,04 Ω
Resistência de Amortecimento	R_f	2 Ω
Capacitor do Filtro	C_f	30 μF
Resistência da Carga	R	16,129 Ω
Indutância da Carga	L	42,48 mH
Capacitância da Carga	C	164,5 μF
Tensão da Rede	V_{rede}	127 V
Resistência da Rede	R_{rede}	0,2 Ω
Indutância da Rede	L_{rede}	160 mH
Frequência da Rede	f_{rede}	60 Hz

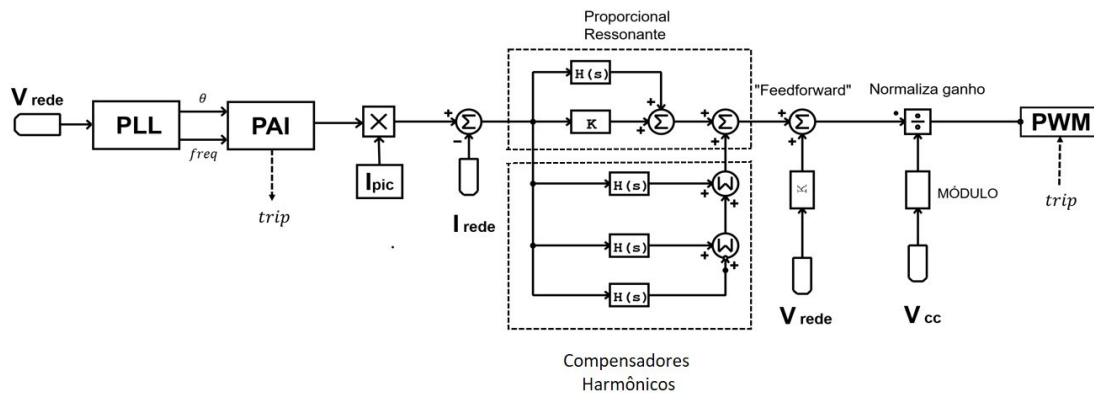
Fonte: Dados do próprio autor. .

A Figura 32, por sua vez, é a representação do diagrama de blocos do sistema de controle do inversor. Conforme foi mencionado anteriormente, a pior condição de detecção do ilhamento ocorre quando existe uma compatibilidade entre demanda e a oferta energética por parte da

carga. Dessa forma, a corrente será imposta manualmente, o PLL escolhido foi o SOGI e o controlador de corrente utilizado é o Proporcional Ressonante.

É necessário ressaltar ainda que foi realizada uma decomposição harmônica do sinal de corrente de saída do inversor, verificando-se que a magnitude das componentes de terceira, quinta e sétima ordem apresentaram valores elevados em comparação com os limiares impostos pelas normas aqui referenciadas. Assim, foram incorporados à malha de corrente do inversor compensadores harmônicos sintonizados nas referidas ordens.

Figura 32 – Diagrama de blocos do sistema de controle.



Fonte: Dados do próprio autor.

4.3 Phase Locked Loop SOGI (PLL-SOGI)

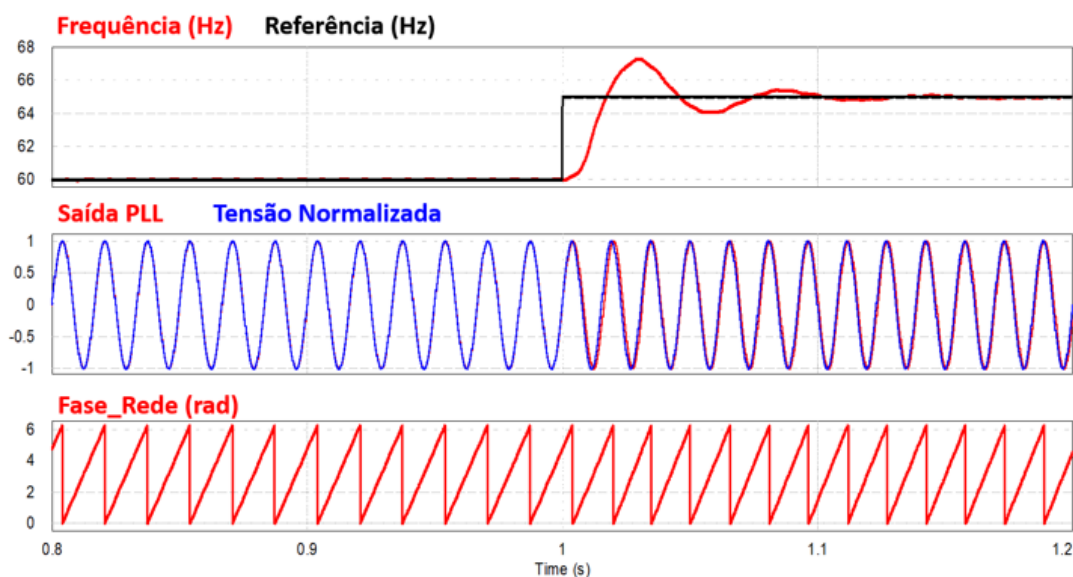
O PLL escolhido é do tipo SOGI. A escolha baseia-se no fato de que o estudo realizado em (JÚNIOR et. al., 2019) mostrou que ele é responsável pela determinação de frequência com grande precisão, apresentando pequena oscilação em torno do valor real. Além disso, é importante observar que o mesmo PLL tem bastante eficiência para acompanhar as variações de frequência, que fatalmente ocorrerão após a desconexão da rede.

Para a função do bloco de filtragem, pode-se escolher um controlador Proporcional-Integral (PI) ou um filtro passa-baixa. Conforme mencionado no Capítulo 2, o filtro passa baixa atenua a oscilação do cálculo de frequência, melhorando o desempenho do método de anti-ilhamento e facilitando o correto desligamento do inversor após a interrupção da rede. O filtro escolhido é do tipo passa baixa cuja frequência de corte é de 1,2 Hz.

Para atestar o correto funcionamento do PLL, é necessária a realização de testes de variações de frequência que demonstrem a capacidade da malha de acompanhar as variações

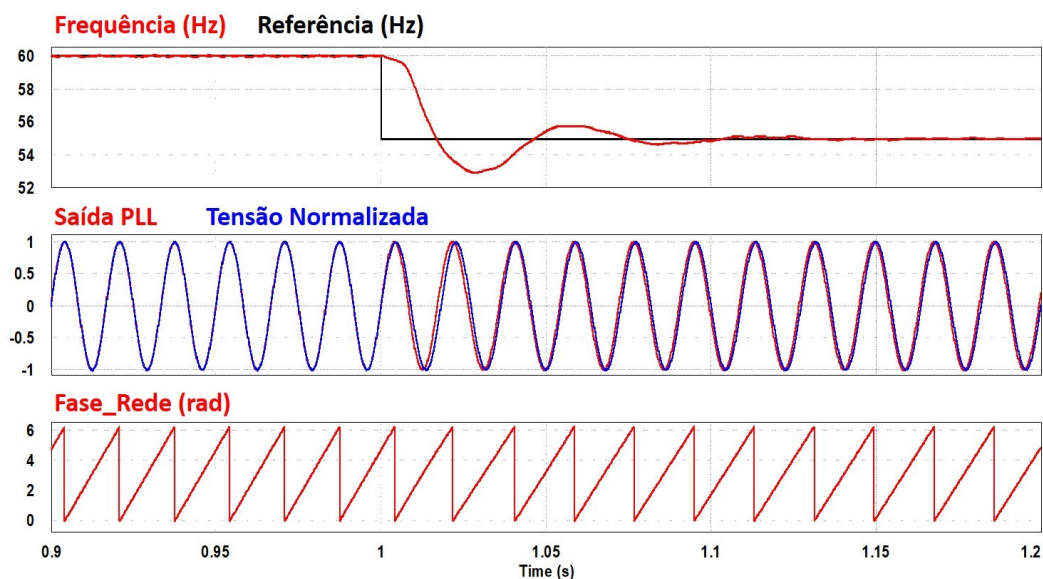
de frequência da tensão do PAC. Serão impostas variações em degrau de ± 5 Hz a partir da frequência nominal da rede. A Figura 33 demonstra os resultados de frequência, sincronismo e fase para uma variação de frequência de +5 Hz, enquanto a Figura 34 apresenta os mesmos resultados para uma variação de -5 Hz. Conforme pode ser percebido, mesmo sob variações instantâneas de ± 5 Hz, o PLL escolhido consegue calcular com bastante acuidade o valor da frequência. Durante o tempo de operação em 60 Hz, verificou-se que a oscilação de frequência totaliza uma variação de 0,1 Hz. Além disso, o tempo de assentamento é de 0,1 segundos.

Figura 33 – Variação de Sobre Frequência.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 34 – Variação de Sub Frequência.



Fonte: Dados do próprio autor.

4.4 Desenvolvimento do Método Passivo de Anti-Ilhamento

A PAI ativa consiste na inserção de pequenas distorções em parâmetros de operação do inversor para provocar o desvio de frequência após a desconexão da rede. No entanto, para realização do correto desligamento do equipamento de potência é necessária a adoção de uma solução passiva que realize a comparação do valor desviado com um limiar pré-estabelecido.

A solução passiva implementada foi a da detecção de Sobre/Sub Frequência. O método recebe o valor de frequência da malha PLL e, caso seja constatada a extrapolação de um dos limites de operação permitido, dá-se início a um contador. Após o início da contagem, o inversor opera até que o valor desse contador chegue a 1. Após isso, o sistema de controle envia um sinal de *trip* que realiza o desligamento do inversor. A equação do contador é dada por:

$$t = t_{anterior} + T_s + k_{ai} * |\varepsilon_{freq}| \quad (50)$$

Onde:

- t é o tempo do distúrbio;
- T_s é o tempo de amostragem;
- k_{ai} é o ganho acelerador, obtido experimentalmente;
- ε_{freq} é o erro de frequência;

A estratégia de implementação de um contador antes que seja acionado o sinal de desligamento garante a seletividade da proteção, uma vez que impede que variações transitórias de frequências advindas de alguma contingência externa, sejam confundidas com a interrupção da rede. O limite do contador é determinado em 1, o tempo de detecção mais restritivo encontrado nos textos normativos aqui abordados. A parcela T_s é igual ao tempo de amostragem e garante que o tempo de detecção seja sempre menor ou igual àquele estipulado pelas normas. Por fim, a parcela $k_{ai} * |\varepsilon_{freq}|$ tem a função de atrelar o tempo de detecção ao desvio de frequência imposto pelo método ativo. O ganho k_{ai} foi calculado experimentalmente para evitar desligamento do inversor em variações transitórias de frequência e seu valor é $k_{ai} = 0,0006$.

4.5 Controlador de Corrente

Conforme foi mencionado anteriormente, o sistema de controle do inversor depende de uma malha de controle de corrente para garantir a qualidade da energia elétrica na saída do

inversor. Além disso, em casos onde se verifiquem a extrapolação de limiares permitidos para magnitude de ordens harmônicas específicas, aconselha-se a adoção de compensadores harmônicos sintonizados nas frequências das referidas componentes.

O controlador de corrente escolhido foi o Proporcional-Ressonante (PR), em virtude da inserção de um ganho infinito na frequência fundamental do sistema que é capaz de eliminar o erro de regime permanente. Existem dois tipos de PR: ideal e não ideal. O PR ideal apresenta não é factível de implementação, seja analógica ou digital. O modelo implementado, portanto, é o modelo real, cuja função de transferência é dada pela equação 4.2 (CHA; VU; KIM, 2009).

$$G_{PR} = K_p + \frac{2K_i\omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + \omega_0^2} \quad (51)$$

Onde:

- G_{PR} é a função de transferência do controlador;
- K_p é o ganho proporcional, responsável pela mitigação do nível CC.
- K_i é o ganho integral, responsável pela correção do erro de fase;
- ω_0 é a frequência de centro;
- ω_c é a banda de frequência das oscilações em torno de ω_0 ;

Existem várias metodologias para determinação dos coeficientes de (51). No entanto, como o principal objetivo do trabalho se concentra na imposição das distorções que caracterizam os referidos métodos de anti-ilhamento, a parametrização dos coeficientes de G_{PR} foi realizada de forma empírica, objetivando-se reduzir ao máximo o erro de corrente. Além disso, foram estabelecidos compensadores harmônicos para demais ordens harmônicas: terceira, quinta e sétima. A escolha desses compensadores foi embasada no fato de que essas componentes eram as mais significativas do espectro harmônico de corrente da saída do inversor.

A Tabela 12 representa os valores obtidos.

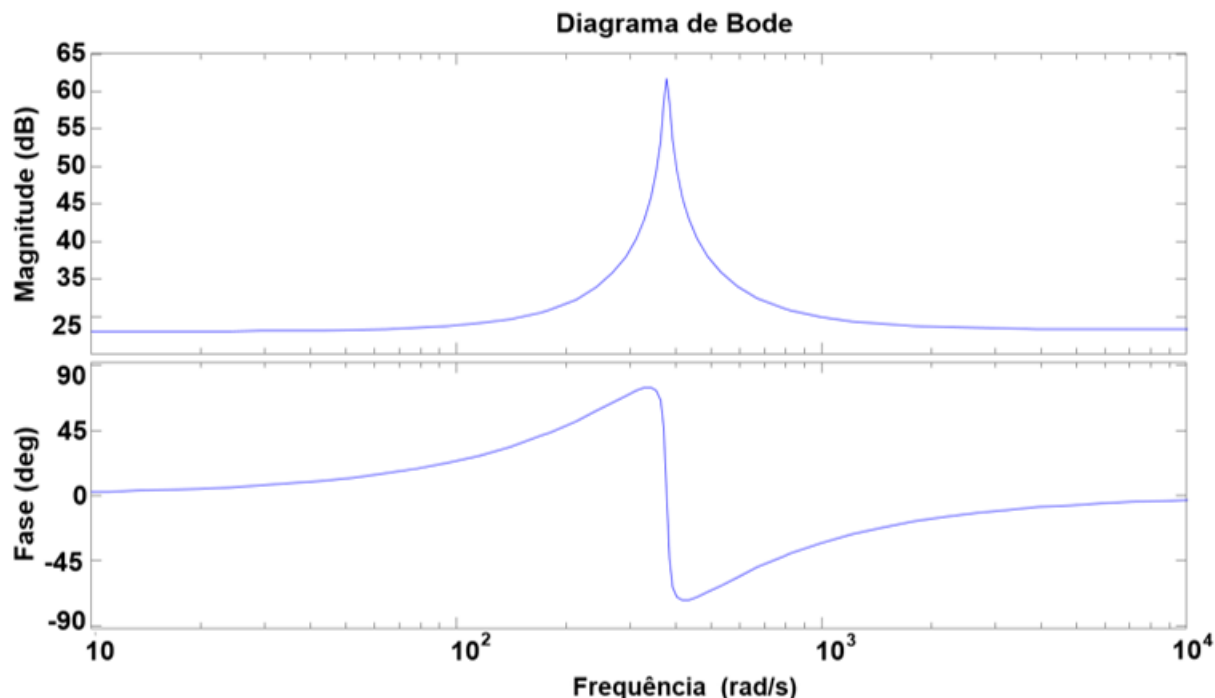
Tabela 12 – Parâmetros do controlador PR.

Fundamental		Terceira		Quinta		Sétima	
Parâmetro	Valores	Parâmetro	Valores	Parâmetro	Valores	Parâmetro	Valores
K_p	23,25	K_p	-	K_p	-	K_p	-
K_i	17,86	K_i	4,32	K_i	3,53	K_i	3,46
ω_c	6 rad/s	ω_c	0,036 rad/s	ω_c	0,036 rad/s	ω_c	0,036 rad/s

Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 35 apresenta os diagramas de bode de magnitude e fase do PR escolhido. Os resultados foram obtidos a partir do *software* MATLAB.

Figura 35 – Parâmetros do controlador PR.



Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 35 mostra a resposta de magnitude e frequência do controlador PR adotado. É possível verificar que o maior ganho de magnitude ocorre na frequência central (377 rad/s). Esse ganho é de, aproximadamente, 60 dB. Além disso, é possível notar que existe uma mudança de fase de aproximadamente 160 graus na frequência de corte.

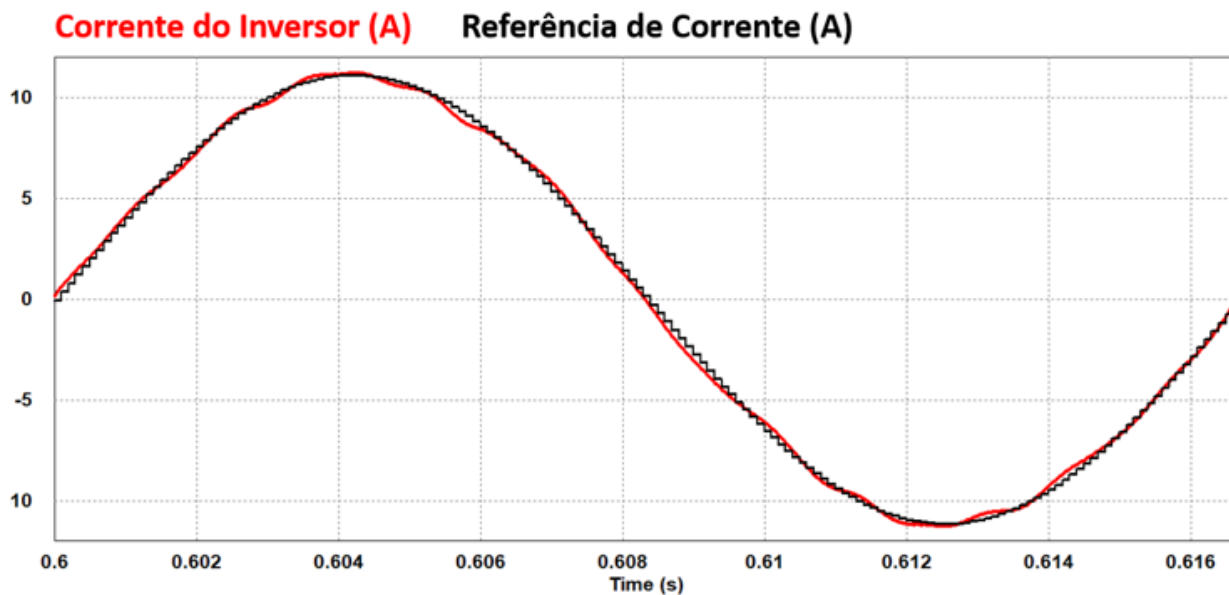
4.6 Implementação dos Métodos Ativos de Anti-Ilhamento

Antes de iniciar os testes de anti-ilhamento propriamente ditos, é necessário observar como a corrente do inversor é capaz de seguir as referências fornecidas pelo sistema de controle. Conforme foi mencionado anteriormente, as estratégias ativas inserem uma modificação na referência senoidal advinda do PLL.

As Figuras 36 a 38 comparam as referências de corrente com a corrente de saída do inversor. Conforme pode ser percebido, quando o inversor trabalha sem método de anti-ilhamento existe sincronismo entre as duas formas de onda, fazendo com que o fator de potência seja tão próximo da unidade quanto possível. Em relação aos métodos AFD e aquele proposto

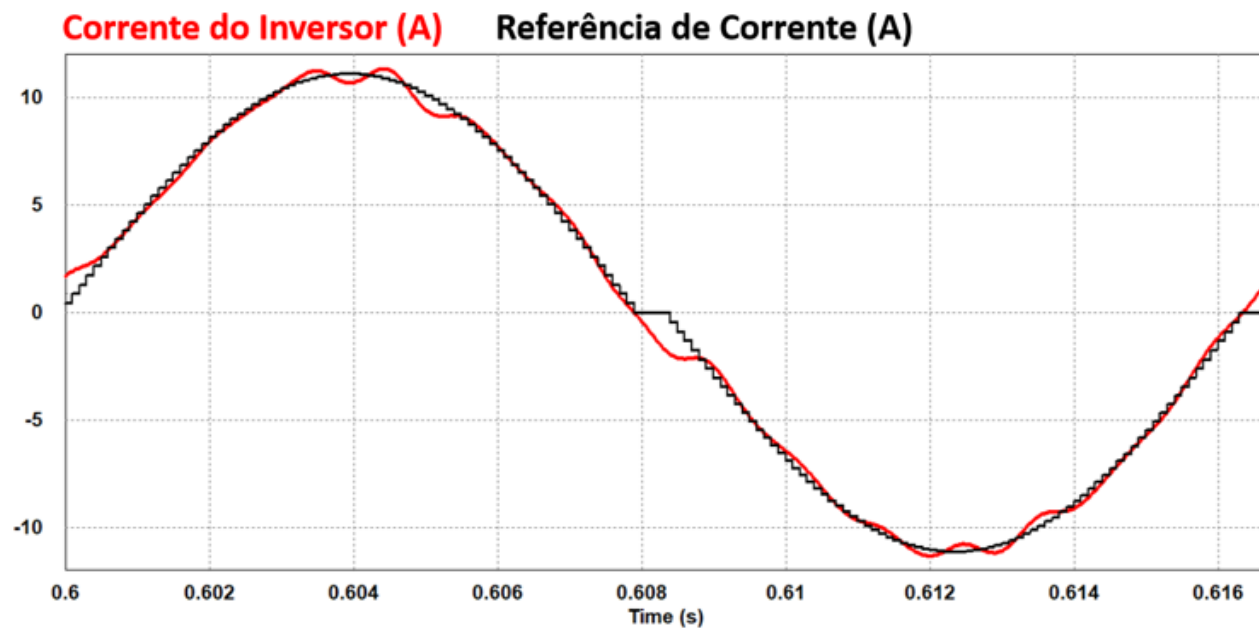
por (CHEN et al., 2013) verifica-se que existe o correto seguimento da referência, durante a grande parte do período. A divergência, no entanto, se encontra no tempo morto que, devido à inércia do inversor não ocorre no zero do eixo temporal.

Figura 36 – Forma de onda da corrente de saída do inversor e sua referência quando sem a implementação de um método AI.



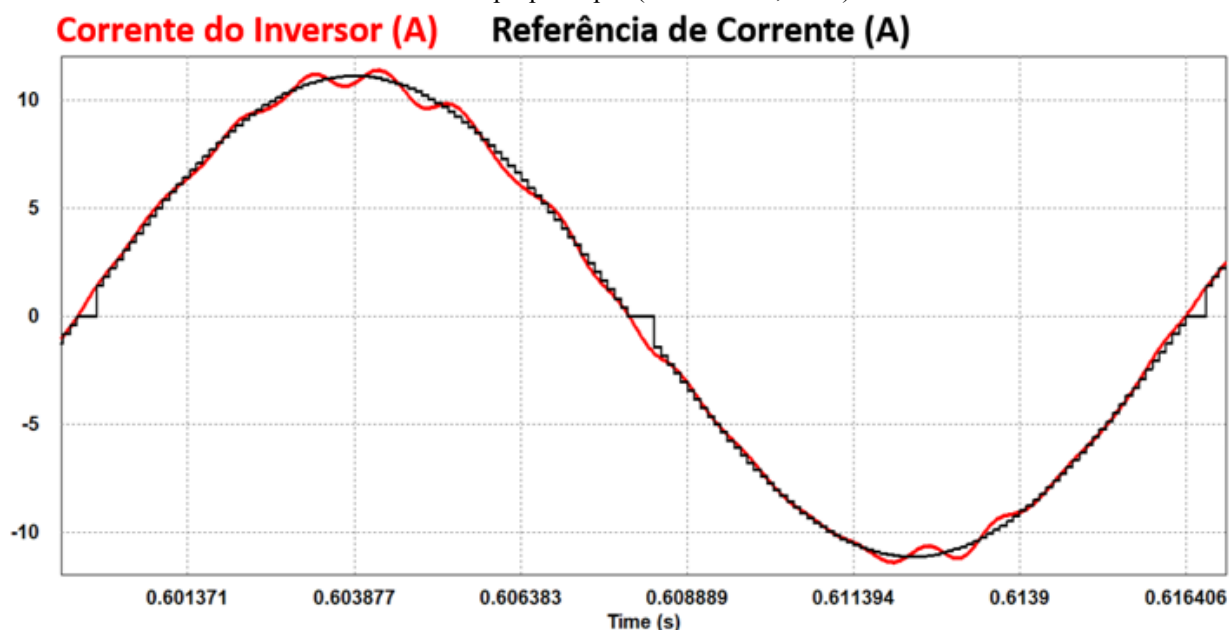
Fonte: Dados do próprio autor. .

Figura 37 – Forma de onda da corrente de saída do inversor e sua referência advindo da implementação do método AFD.



Fonte: Dados do próprio autor. .

Figura 38 – Forma de onda da corrente de saída do inversor e sua referência quando sem a implementação de um método proposto por (CHEN et al., 2013).



Fonte: Dados do próprio autor. .

4.7 Metodologia de Testes

Os parâmetros de comparação entre os métodos de anti-ilhamento abordados serão: o tempo de detecção e a DHT de corrente na saída do inversor. O tempo de detecção deverá ser menor do que 1 segundo, o que corresponde ao valor mais restrito das normas abordadas. Os testes serão realizados para três condições de capacitância: $C_{norm} = 0,95$, $C_{norm} = 1$ e $C_{norm} = 1,05$. A parametrização dos métodos será realizada em duas etapas. Na primeira etapa, referente ao estudo do impacto da inserção da PAI sobre o conteúdo harmônico, serão adotados parâmetros que garantem o mesmo tempo de detecção para todas as estratégias na condição de carga em que $C_{norm} = 1,05$.

Traçar o valor dos parâmetros para realização da comparação dos tempos de detecção é uma tarefa mais complexa. Poder-se-ia estipular os parâmetros responsáveis por uma mesma taxa de DHT de corrente. No entanto, tal procedimento torna-se inviável, uma vez que os métodos baseados em realimentação positiva de frequência apresentam níveis de qualidade de energia superiores aos daqueles que não se utilizam desse recurso. Assim, a parametrização para o teste de detecção será realizada da seguinte maneira. Para o método AFD, será utilizado o valor de $c_f = 0,032$, que corresponde à DHT de 4,8%, muito próxima dos 5% permitidos pelos textos normativos. Como será visto, tal valor não é suficiente para detectar o ilhamento no caso em que $C_{norm} = 1,05$ fazendo com que a adoção do método não seja aconselhável.

Sabe-se ainda que os métodos que adotam a realimentação de frequência podem afetar a estabilidade do inversor. Para o método AFDPF, o maior valor de K que não comprometeu a estabilidade de operação foi de $K = 0,05$. Além disso, é importante destacar que os métodos AFDPF e a estratégia proposta não apresentam ZND para um dado intervalo de fatores de qualidade. Assim, para essas duas estratégias foram escolhidos parâmetros que garantem a mesma ZND obtida para o método AFDPF parametrizado com $K = 0,05$. Por fim, o método proposto por (CHEN et al., 2013), que apresenta ZND para todos valores de fatores de qualidade do plano $C_{norm} \times Q_f$ foi escolhido o valor de $\theta_z = 0,1$, o qual garante a atuação para todos os casos aqui analisados.

Faz-se necessário ainda ressaltar que a ZND é um importante aspecto qualitativo de análise de PAIs. Logo, é possível hierarquizá-los de forma que aqueles que apresentem operação livre de ZND para um dado intervalo do plano $C_{norm} \times Q_f$ sejam considerados superiores aos demais. Assim, o padrão de comparação aqui proposto confrontará o método AFD com aquele proposto por (CHEN et al., 2013) e confrontará os demais métodos (AFDPF, AFDPF e o método proposto) entre si.

4.8 Avaliação da Distorção Harmônica

O primeiro critério de avaliação dos métodos de anti-ilhamento será o impacto deles nos níveis de DHT de corrente na saída do inversor. O critério de parametrização das soluções de anti-ilhamento para este teste foi descrito na sessão anterior. A Tabela 13 apresenta os valores escolhidos para cada um dos métodos para realização deste teste. Serão fornecidos valores de DHT de corrente na saída do inversor com e sem PAI e valor da DHT de tensão do PAC com inversor e a carga RLC conectada.

Tabela 13 – Parâmetros dos Métodos Anti-Ilhamento

PAI	Parâmetros
AFD	$c_f = 0,045$
AFD (Wu Chen)	$\theta_z = 0,08$
AFDPF	$c_{f_0} = 0$
	$k = 0,022$
AFDPF	$c_f = 0,025$
	$c_f = -0,025$
	$t_{max} = 0,3 \text{ s}$
	$t_{min} = 0,3 \text{ s}$
	$t_{off} = 0,4 \text{ s}$
Método Proposto	$K = 0,035$

Fonte: Dados do próprio autor. .

A Tabela 14 apresenta os valores de DHT de tensão encontrados. Conforme já foi mencionado, os métodos podem ser divididos em dois grupos. O primeiro é composto por aqueles métodos ativos cuja ZND está distribuída ao longo de todo plano $C_{norm} \times Q_f$ e o segundo é composto por aqueles que não apresentam ZND para um dado intervalo de Q_f .

Tabela 14 – Distorção Harmônica de Tensão do PAC sob diferentes condições.

<i>Parâmetros</i>	<i>DTT</i>
Tensão do PAC	2,09%
Corrente do Inversor	2,37%
AFD	5,57%
CHEN	2,98%
AFDPF	2,57%
AFDPCF	2,95%
Método Proposto	2,56%

Fonte: Dados do próprio autor. .

Os dados obtidos foram calculados pelo *software* PSIM através da aplicação da transformada rápida de Fourier sobre a forma de onda da corrente do inversor durante o período que vai de 2 a 4 segundos de simulação. Conforme pode ser percebido pela Tabela 14, a DTT do PAC é 2% e a corrente do inversor em operação é de 2,37%. Dentre os métodos que apresentam ZND para todo o plano $C_{norm} \times Q_f$ é possível perceber que o método proposto por (CHEN et al., 2013) apresenta uma distorção harmônica de 2,98 %, o que é bastante inferior aos 5,57% provocados pela implementação do método AFD. Em relação aos métodos que eliminam a ZND é possível perceber que a DHT do método proposto e da estratégia AFDPF são praticamente equivalentes e qualitativamente superiores ao método AFDPCF.

4.9 Tempo de Detecção

O segundo parâmetro de comparação entre os métodos aqui estudados é o tempo de detecção, ou seja, o período compreendido entre a interrupção da rede e o desligamento do inversor. A metodologia de ajuste dos parâmetros foi explicada na sessão 4.7 deste capítulo. A tabela 15 apresenta a parametrização utilizada.

Tabela 15 – Parâmetros dos Métodos Anti-Ilhamento

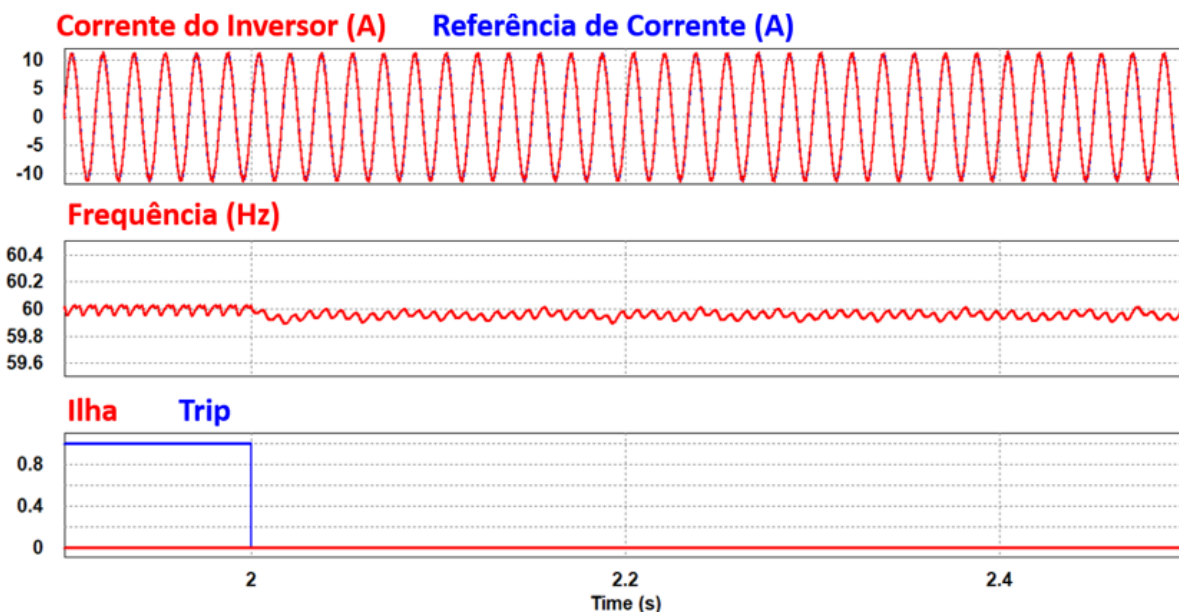
PAI	Parâmetros
AFD	$c_f = 0,032$
AFD (Wu Chen)	$\theta_z = 0,1$
AFDPF	$c_{f_0} = 0$
	$k = 0,05$
AFDPCF	$c_f = 0,035$
	$c_f = -0,035$
	$t_{max} = 0,3 \text{ s}$
	$t_{min} = 0,3 \text{ s}$
	$t_{off} = 0,4 \text{ s}$
Método Proposto	$K = 0,079$

Fonte: Dados do próprio autor.

Serão apresentados a corrente de saída do inversor em conjunto com a referência de corrente também advinda do sistema de controle, a frequência calculada pelo PLL SOGI aqui adotado, e dois sinais de controle: Ilha (que determina a desconexão da rede) e o sinal de *trip* (responsável pelo desligamento do inversor).

Para demonstrar a necessidade da adoção de métodos ativos de detecção de ilhamento, o primeiro resultado está apresentado na Figura 39, que demonstra o comportamento das grandezas elétricas do sistema analisado após o ilhamento sem PAI com uma carga RLC sintonizada em $C_{norm} = 1$. Conforme pode ser percebido, a desconexão da rede não produz efeitos verificáveis fazendo com que o inversor continue operando após a desconexão.

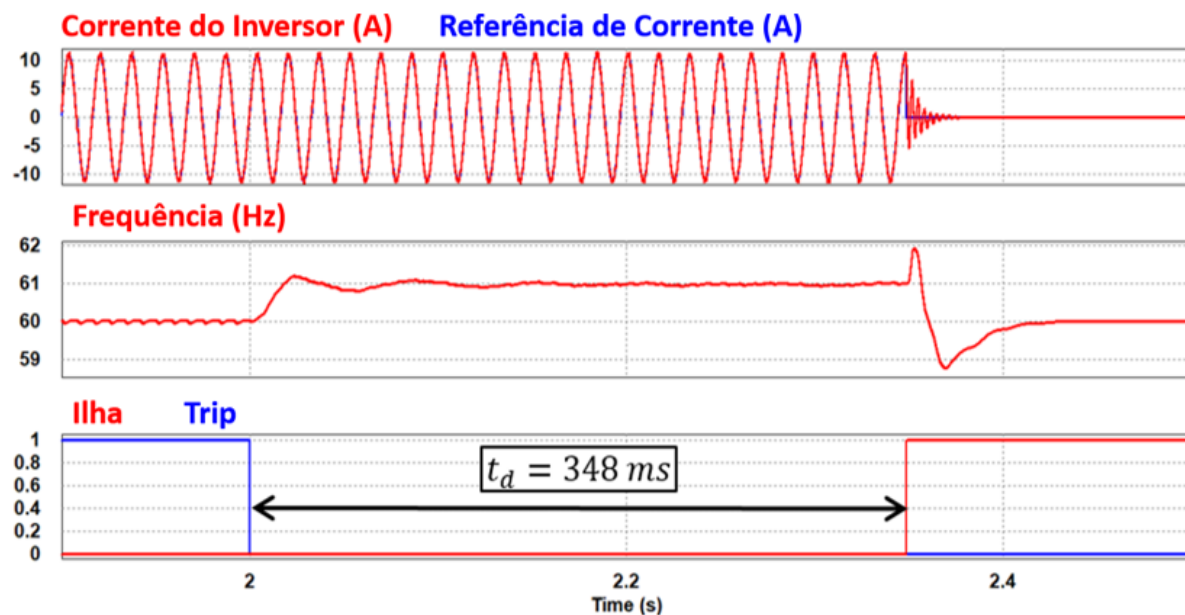
Figura 39 – Inversor sem Método de Anti-Ilhamento.



Fonte: Dados do próprio autor.

A figura 40, por sua vez, trata dos resultados obtidos pelo método AFD.

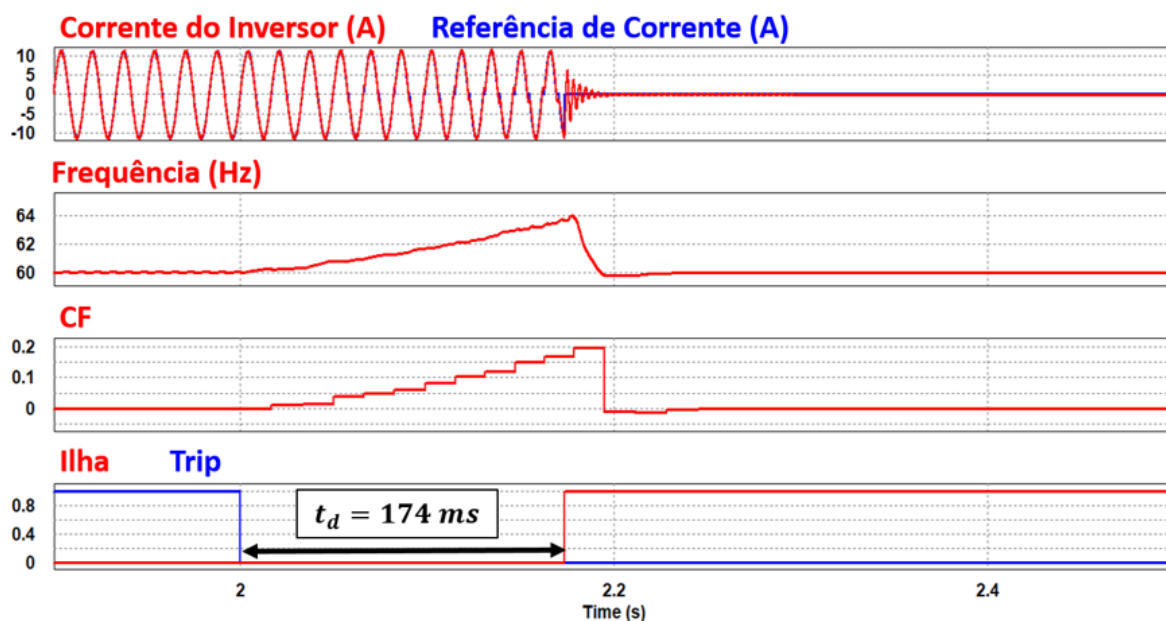
Figura 40 – Inversor com o Método AFD.



Fonte: Dados do próprio autor.

Conforme pode ser analisado, o método AFD consegue promover o desvio da frequência após o ilhamento, elevando o valor dessa variável para, aproximadamente, 61 Hz e detectando a interrupção da rede em 348 ms. A Figura 41, por sua vez, trata dos resultados obtidos pelo método AFDPF.

Figura 41 – Inversor com Método AFDPF.



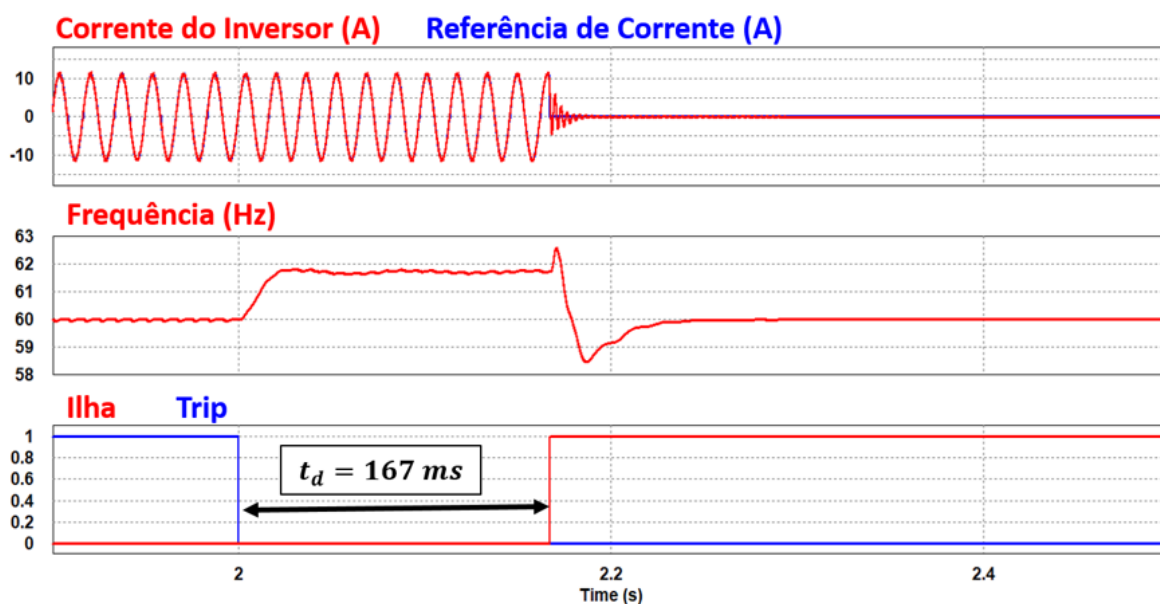
Fonte: Dados do próprio autor. .

Os resultados relativos ao método AFDPF demonstram que o método apresenta um comportamento acelerado de detecção de ilhamento, o que ocorre graças à conexão entre o erro de frequência e o parâmetro c_f . Como pode ser percebido através da Figura 40, o valor de c_f , que é praticamente inexpressivo durante a operação normal, é incrementado ciclo após ciclo após a interrupção da rede. Forma-se, portanto, um ciclo de mútua influência entre a fração de corte e o erro de frequência, no qual o valor da fração de corte provoca um aumento no desvio de frequência que, por sua vez, provoca um acréscimo em c_f .

O desvio de frequência obtido apresenta uma característica qualitativamente diferente do método AFD. A Figura 40, por exemplo, mostra que para o método AFD, a frequência desloca-se de 60 Hz para 61 Hz de forma quase instantânea. A Figura 41, por outro lado, demonstra que a variação de frequência da estratégia AFDPF é gradual e ocorre durante toda operação ilhada, variando de 60 Hz para 64 Hz até a desconexão que ocorre após 174 ms.

A figura 42 trata dos resultados obtidos pelo método proposto em (CHEN et al., 2013).

Figura 42 – Inversor com Método proposto em (CHEN et al., 2013).

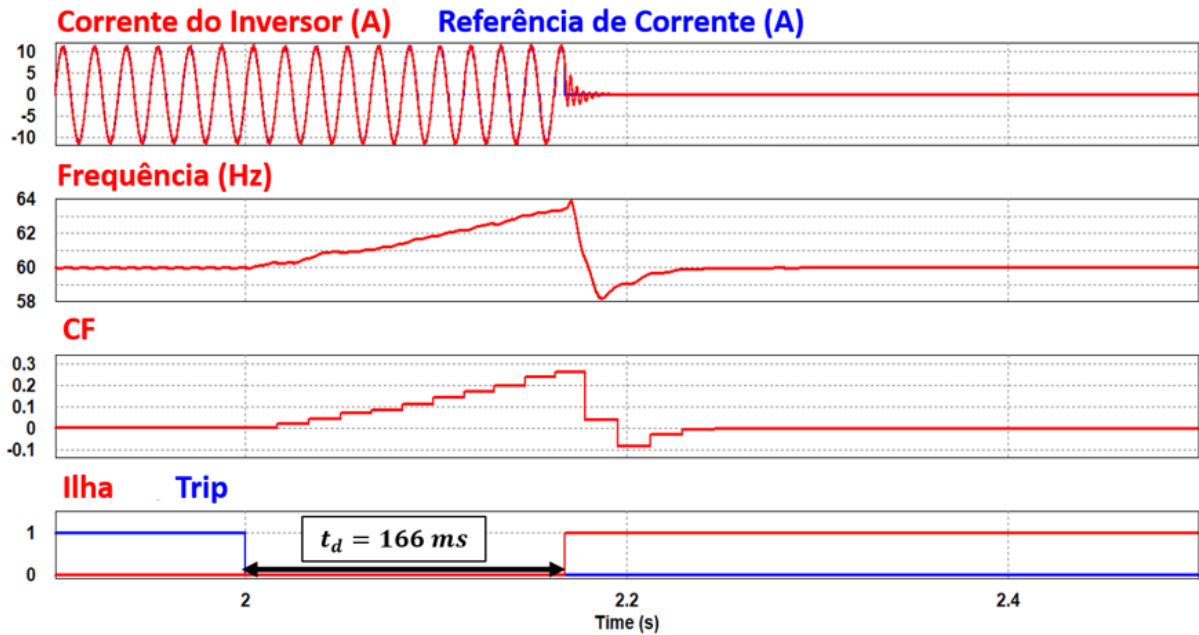


Fonte: Dados do próprio autor. .

Conforme pode ser analisado, o método proposto em (CHEN et al., 2013) consegue promover o desvio da frequência após o ilhamento, elevando o valor dessa variável para, aproximadamente, 61,9 Hz e detectando a interrupção da rede em 167 ms. O comportamento da variação de frequência é semelhante àquele demonstrado pela implementação do método AFD e ocorre de maneira praticamente instantânea.

A Figura 43 trata dos resultados obtidos pelo método proposto por este trabalho.

Figura 43 – Inversor com Método proposto por este trabalho.



Fonte: Dados do próprio autor. .

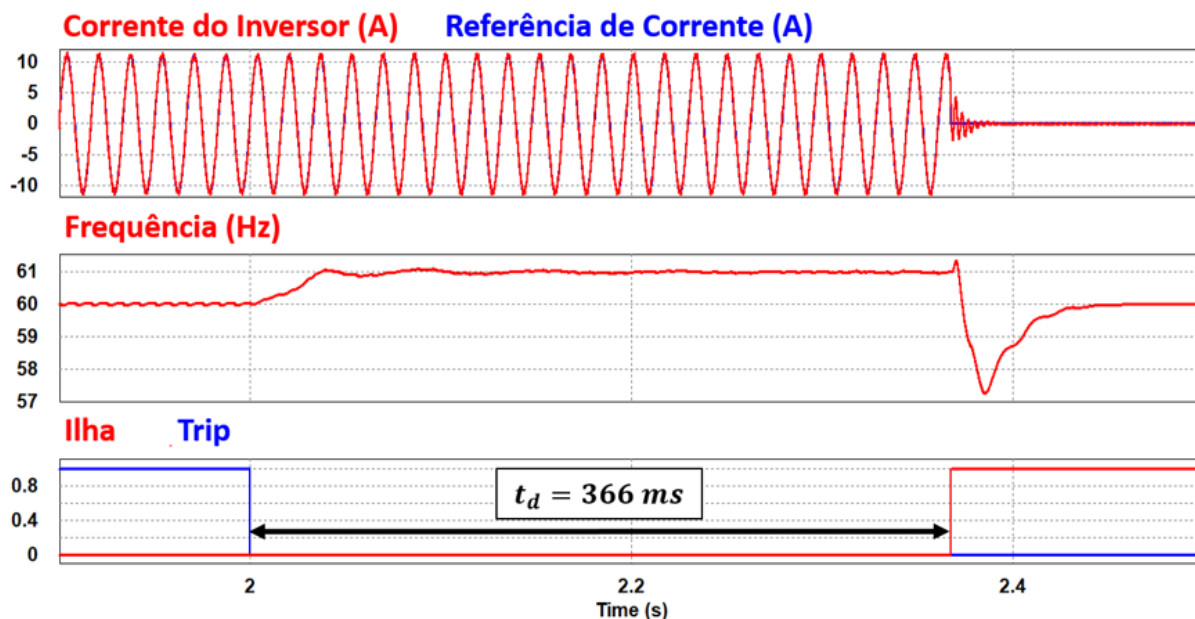
A Figura 43 trata dos resultados obtidos pelo método proposto por este trabalho, que detecta a interrupção da rede em 166 ms. É possível perceber que, para a condição de teste utilizada, os tempos de atuação do método proposto por (CHEN et al., 2013) e daquele proposto por este trabalho são muito próximos. No entanto, não é possível equipará-los em termos de tempo de detecção uma vez que para as demais condições, o método proposto por este trabalho apresenta resultado superior em termos de velocidade de detecção.

O último teste é o AFDPCF. Uma desvantagem inerente a esse método é o fato de que a variação de c_f ocorre de forma completamente independente ao ilhamento, o que faz com que o tempo de atuação da proteção varie muito em relação ao valor de c_f no instante da desconexão da rede. Dessa forma, serão realizados três testes para o AFDPCF. No primeiro teste, denominado AFDPCF1, o ilhamento ocorre em $c_f = 0$. No segundo teste, denominado AFDPCF2, o ilhamento ocorre em $c_f = 0,03$. Por fim, no teste AFDPCF3, o ilhamento ocorre em $c_f = -0,03$.

A Figura 44 demonstra o comportamento das variáveis para o teste AFDPCF1 com a carga sintonizada em $C_{norm} = 1$. É possível observar que o comportamento da frequência é bastante semelhante ao método AFD, ou seja, a frequência atinge seu valor máximo de forma instantânea e o inversor segue energizado até o envio do sinal de desligamento. Os resultados

advindos dos demais métodos estarão condensados na Tabela 16. A forma gráfica desses resultados não será explicitada no texto para evitar redundâncias.

Figura 44 – Inversor para o Teste AFDPCF1.



Fonte: Dados do próprio autor. .

A Tabela 16 apresenta todos os tempos de atuação para os testes e condições de carga.

Tabela 16 – Tempo de Detecção.

<i>PAI</i>	$C_{norm} = 0,95$	$C_{norm} = 1$	$C_{norm} = 1,05$
AFD	166 ms	348 ms	<i>ZND</i>
AFDPF	96 ms	174 ms	236 ms
AFD (Chen)	113 ms	167 ms	351ms
Método Proposto	88 ms	166 ms	182ms
AFDPCF1	171 <i>ms</i>	366 <i>ms</i>	566 <i>ms</i>
AFDPCF2	166 <i>ms</i>	315 <i>ms</i>	913 <i>ms</i>
AFDPCF3	176 <i>ms</i>	551 <i>ms</i>	580 <i>ms</i>

Fonte: Dados do próprio autor.

A Tabela 16 aponta que para todos os testes o tempo de detecção foi menor na condição em que $C_{norm} = 0,95$ e o maior tempo de atuação da proteção foi verificado em $C_{norm} = 1,05$. Considerando o grupo dos métodos que possuem ZND para todo plano $C_{norm} \times Q_f$, o AFD foi o único que não conseguiu atuar para todas as condições, o que faz com que ele seja menos indicado do que o método proposto por (CHEN et al., 2013). Dentre os métodos capazes de

eliminar a ZND para um dado intervalo de Q_f é possível verificar que o método proposto por este trabalho apresentou tempos de detecção menores que dos demais (AFDPF e AFDPCF).

4.10 Conclusão

Para o primeiro grupo de métodos de anti-ilhamento é importante observar que os resultados obtidos pelo método proposto por (CHEN et al., 2013) são superiores aos do método AFD. Em termos de DHT de corrente, foi possível observar que para um mesmo tempo de detecção os resultados de DHT de (CHEN et al., 2013) são muito menores que o AFD, conforme mostra a Tabela 15. Em relação aos tempos de atuação da proteção, foi possível perceber que, mesmo com o método AFD parametrizado para a máxima DHT de corrente permitida, seus tempos de detecção são maiores e, além disso, o método incorre na ZND para a condição $C_{norm} = 1,05$.

Para o segundo grupo, é possível observar que os resultados advindos da implementação do método proposto advogam em torno de uma evolução em relação ao desempenho do método AFDPF e do AFDPCF. Conforme pode ser percebido, para uma mesma ZND, este obtém resultados qualitativamente em termos de DHT de corrente e tempo de detecção para todas as condições, conforme exposto pela Tabela 16, que trata do tempo de desligamento do inversor após a interrupção da rede.

CAPÍTULO V

Discussão dos Resultados Experimentais

5.1 Introdução

Este capítulo destina-se a apresentar os resultados experimentais advindos da implementação dos métodos de Anti-Ilhamento aqui estudados. Primeiramente, será apresentada a estrutura de potência utilizada, o sistema de controle e a metodologia de avaliação dos métodos. Posteriormente, serão apresentados resultados experimentais do inversor funcionando com e sem a PAI. Os critérios de comparação serão a distorção harmônica total de corrente e o tempo de detecção. No final serão apresentados os resultados obtidos e uma tabela qualitativa para comparação entre as estratégias implementadas.

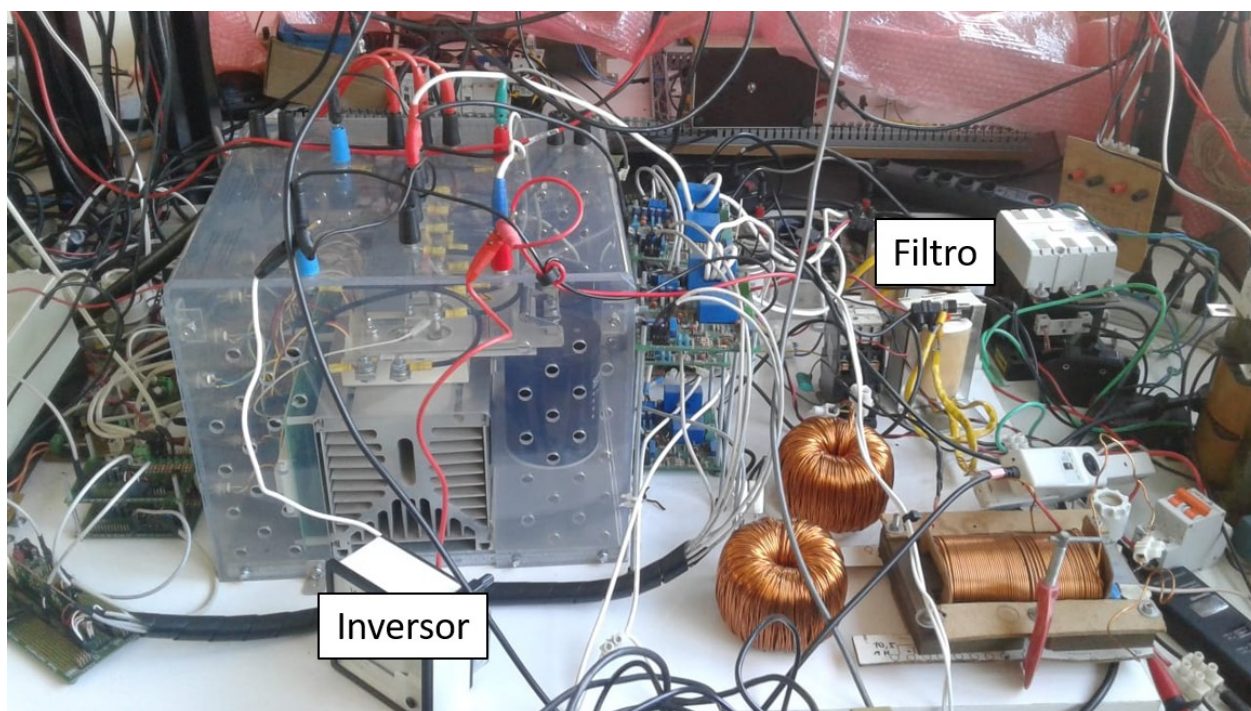
5.2 Montagem Experimental

O circuito de potência é composto por um inversor do tipo fonte de corrente que opera como fonte de corrente, cuja comutação é realizada através de uma topologia de ponte completa composta por Transistores Bipolares de Porta isolada acionados por meio de uma modulação de Largura de Pulso (SPWM) com frequência de chaveamento de 10 kHz.

A etapa conversora é composta por um módulo chamado *Power Electronics Teaching System*, fabricado pela *SEMIKRON*. A entrada do inversor contém por um banco de capacitores que totaliza 1100 μF . Além disso, a montagem comporta os equipamentos denominados como *gate-drivers*, responsáveis pela comutação dos dispositivos semicondutores responsáveis pela modulação da corrente de saída. Os *gate-drivers* presentes na estrutura são do modelo SKHI 22A BH4 e possuem um tempo morto de 3,32 μs . A inserção de um tempo morto justifica-se na medida em que serve para evitar um possível curto circuito no barramento CC do inversor.

Na saída do inversor, foi escolhido um filtro LCL para mitigação da DHT de corrente do inversor e garantir a irrestrita obediência aos requisitos normativos aqui abordados. É necessário ressaltar que a topologia utilizada apresenta bons resultados em termos de qualidade da energia de saída do inversor. Os parâmetros do filtro são os mesmos daqueles expostos pela Tabela 11 e que foram utilizados para obtenção dos resultados computacionais. A Figura 45 mostra a montagem física, destacando-se o inversor e filtro LCL.

Figura 45 – Estrutura de potência utilizada durante os ensaios de Anti-Ilhamento.



Fonte: Dados do próprio autor.

5.3 Carga RLC

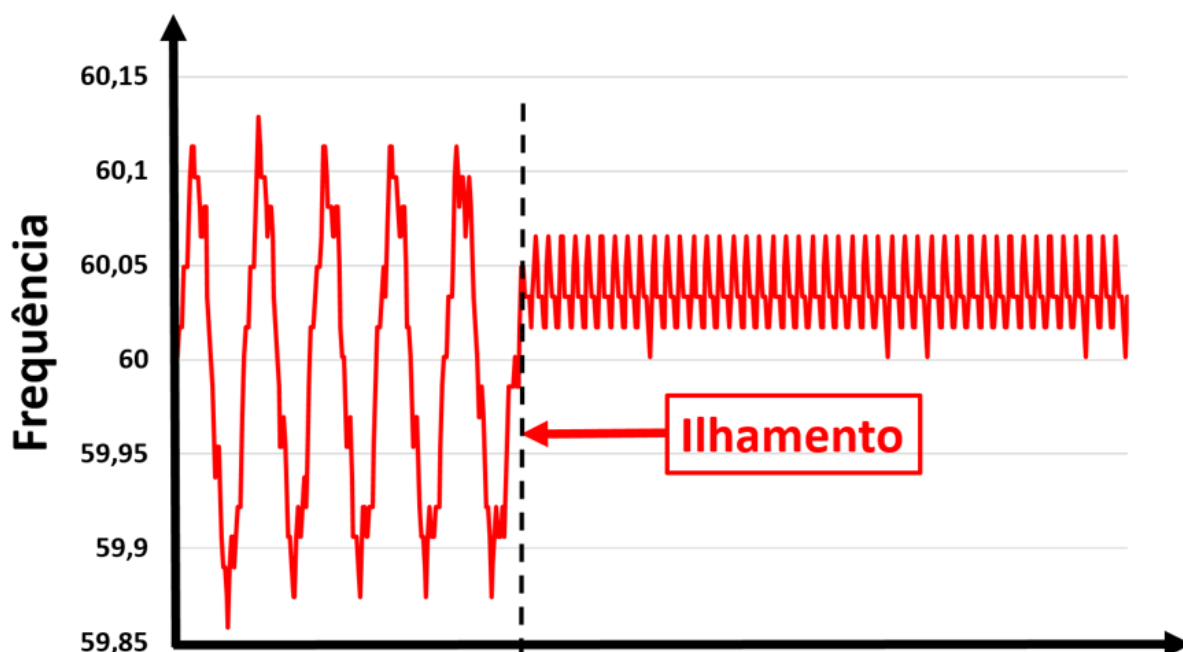
Os parâmetros da carga local podem ser obtidos através de (7), (8) e (9). As já citadas equações estipulam o valor do parâmetro resistivo para drenar toda a potência ativa advinda do inversor e determinam quais valores de L e C, para os quais o par apresenta ressonância na frequência nominal da rede para um dado fator de qualidade. A parametrização da carga foi realizada admitindo-se $Q_f = 1$ estipulado pela norma ABNT NBR IEC 62116, específica para ensaios de anti-ilhamento. Assim, garante-se que as contribuições de potências ativas e reativas advindas da rede da concessionária sejam tão pequenas quanto possível.

É importante ressaltar que a norma ABNT NBR 62116 estipula que a componente fundamental da corrente de rede apresente valor igual ou inferior à 1% do valor da componente fundamental da corrente nominal. Para que se obtenha a menor contribuição de corrente da rede faz-se necessário que sejam realizados pequenos procedimentos de ajuste da carga local em virtude das não idealidades da mesma: indutância presente nos resistores e resistência dos enrolamentos das bobinas.

O ajuste dos parâmetros RLC foi obtido através de um medidor de potências do modelo Yokogawa WT230. A resistência da carga foi ajustada até que se obtivesse uma potência ativa de 1000 W para uma tensão de 127 Volts . Posteriormente, o indutor foi conectado ao PAC junto com o conjunto de reostatos e ajustado até que se obtivesse a potência reativa de 1000 VAR para a tensão nominal da rede. Por fim, o capacitor foi conectado ao inversor ilhado e teve seu valor ajustado até que a frequência de ressonância do sistema (que aparece após a desconexão da rede) atingisse o valor mais próximo de 60 Hz .

A Figura 46 apresenta a frequência obtida após o ilhamento com a carga devidamente parametrizada. Conforme pode ser percebido, após a interrupção da rede, a frequência mantém-se muito próxima da nominal, o que implica na necessidade de algoritmos ativos de PAI para garantir a segurança do inversor e dos usuários do sistema elétrico.

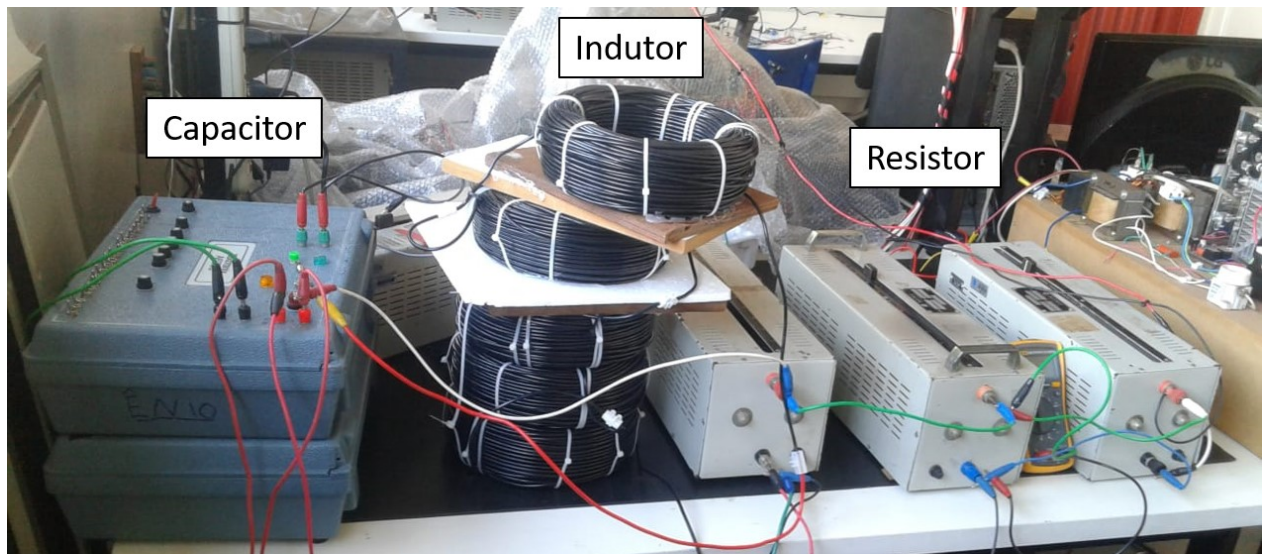
Figura 46 – Frequência Pós Ilhamento



Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 47 apresenta a constituição física da carga RLC. O parâmetro resistivo é formado por um conjunto de 3 reostatos. A indutância foi obtida pela conexão de 5 bobinas de fio da marca Ecoflex de 100 metros cada um. Além disso, uma base de madeira foi inserida entre a última bobina e as demais para realizar o desacoplamento magnético que, por sua vez, permite o ajuste fino do valor de L . Por fim, a capacitância foi obtida a partir da associação de diferentes capacitores, cada um conectado ao PAC através de um dispositivo de seccionamento.

Figura 47 – Carga RLC utilizada durante os ensaios de Anti-Ilhamento.



Fonte: Dados do próprio autor.

5.4 Sistema de Controle do Inversor

O sistema de controle do inversor é formado por um PLL do tipo SOGI, uma malha de controle de corrente do tipo Proporcional Ressonante (PR), um controlador *FeedForward* e modulação SPWM unipolar. Uma vez que a entrada do inversor é um nível de tensão CC gerado por uma fonte controlada, o inversor não possui a malha de controle de tensão. O pico da corrente de saída, portanto, é definido segundo (52).

$$I_{pico} = \sqrt{2} \frac{1000}{127} = 11,14 \text{ A} \quad (52)$$

5.5 Implementação dos Métodos

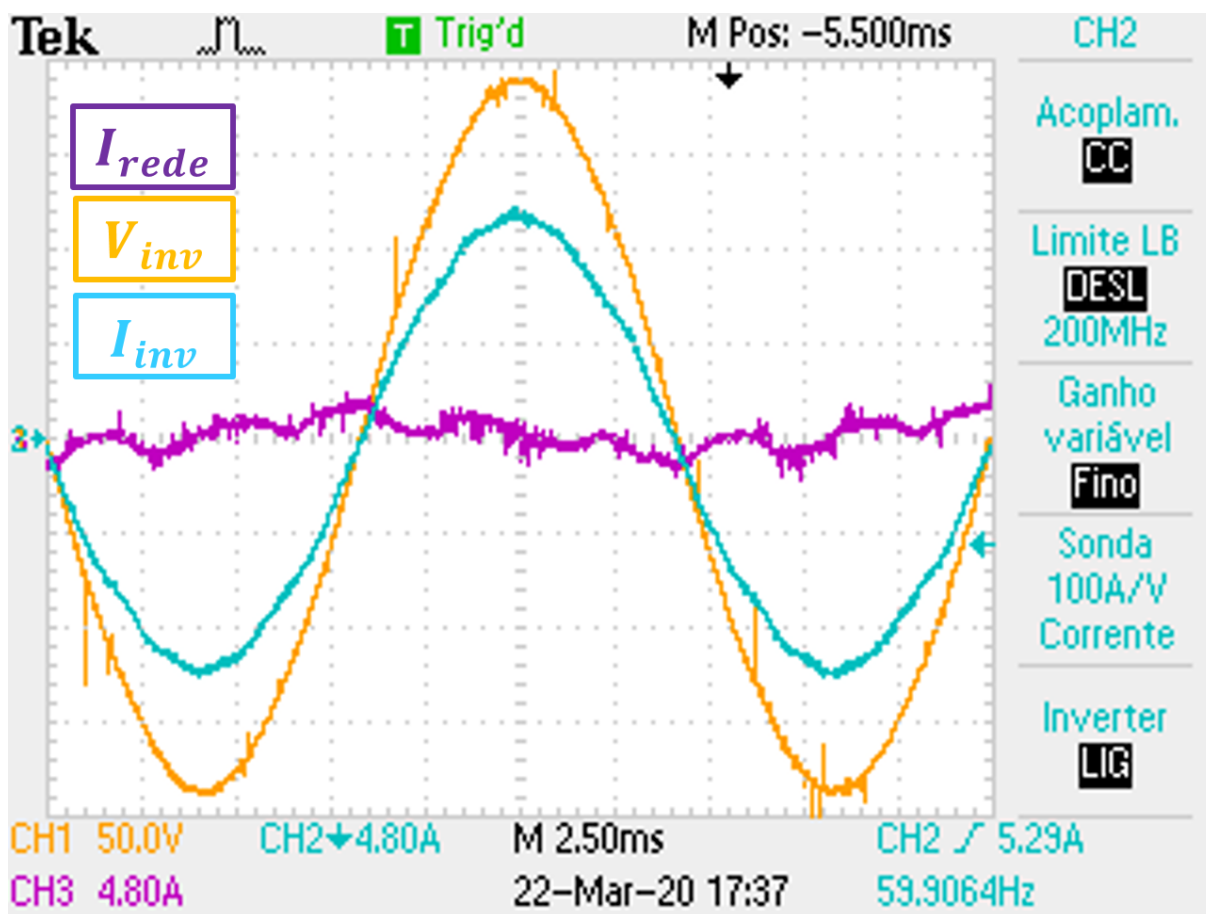
Antes de apresentar os resultados dos ensaios de anti-ilhamento propriamente ditos, é importante apresentar os gráficos experimentais da forma de onda da corrente de saída do inversor comparada com a tensão. Além disso, é de fundamental importância mostrar o resultado da contribuição de corrente da rede com a carga RLC conectada ao PAC.

As Figuras 48, 49 e 50 apresentam os resultados de corrente do inversor, tensão do PAC e corrente da rede com o inversor conectada à rede e à carga RLC descrita acima. A capacitância normalizada da carga foi mantida em $C_{norm} = 1$. O objetivo dessas figuras consiste em mostrar

o sincronismo tensão-corrente do equipamento inversor, além de mostrar a característica da contribuição de corrente da rede.

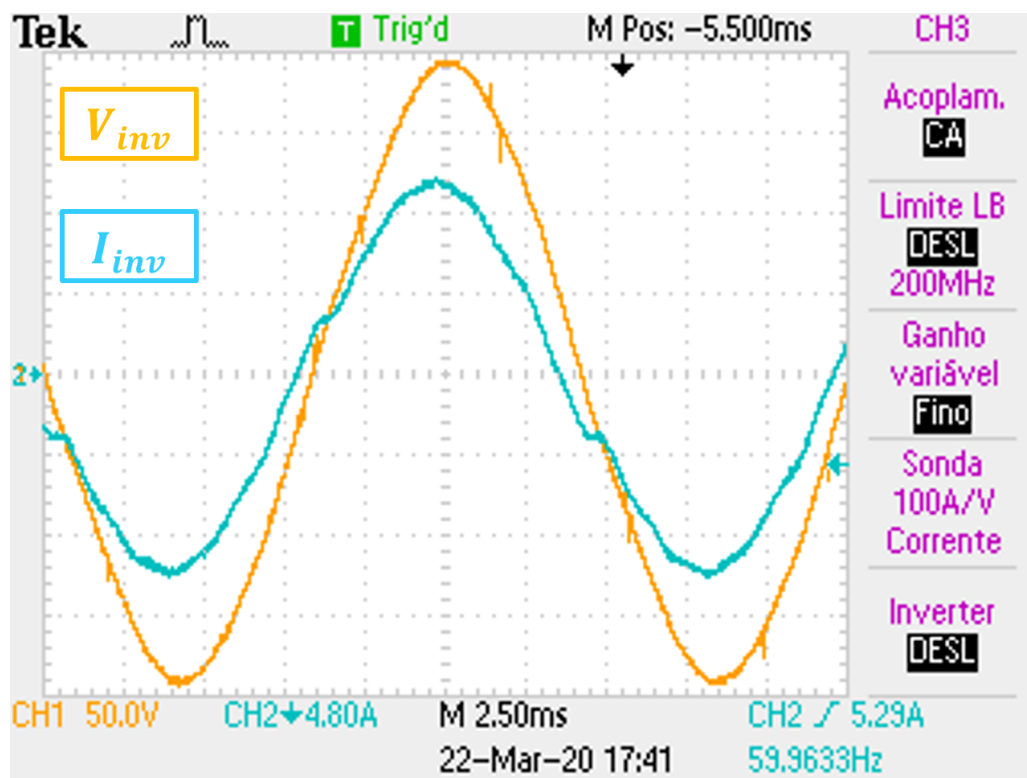
A Figura 48 apresenta os resultados para o inversor operando sem método de ilhamento. A Figura 49 apresenta a operação sob o método AFD e a Figura 50 apresenta para o método (CHEN et al., 2013). Conforme pode ser percebido, o fator de potência do inversor, sem nenhum método de anti-ilhamento embarcado no código operacional, fica muito próximo da unidade. Em medição realizada por um osciloscópio TELTRONIX TPS 2024, o fator de potência experimental foi de 0,9994, o que comprova a eficiência do PLL SOGI implementada. Além disso, é necessário ressaltar que o equipamento de avaliação de qualidade não foi capaz de realizar a decomposição harmônica da corrente advinda da rede. Esta operação seria de extrema importância para avaliar se a componente de 60 Hz do sinal se enquadra no requisito de 1% da componente de 60 Hz da corrente de saída do inversor. Todavia, faz-se necessário destacar que tal impossibilidade decorre do fato de que a corrente da rede é composta, essencialmente, por ordens harmônicas iguais ou superiores a 180 Hz. Logo, pode-se assumir que a componente de 60 Hz é tão pequena quanto se possa imaginar.

Figura 48 – Inversor sem Método de Anti-Ilhamento



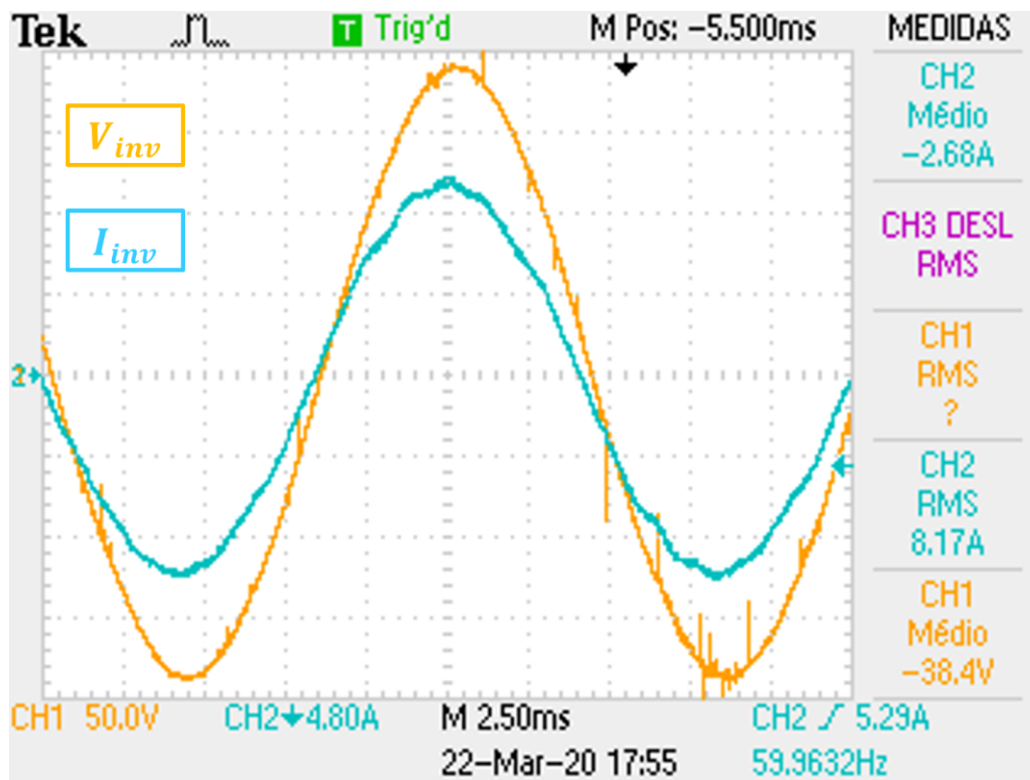
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 49 – Inversor com Método AFD



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 50 – Inversor com Método proposto por (CHEN et al., 2013).



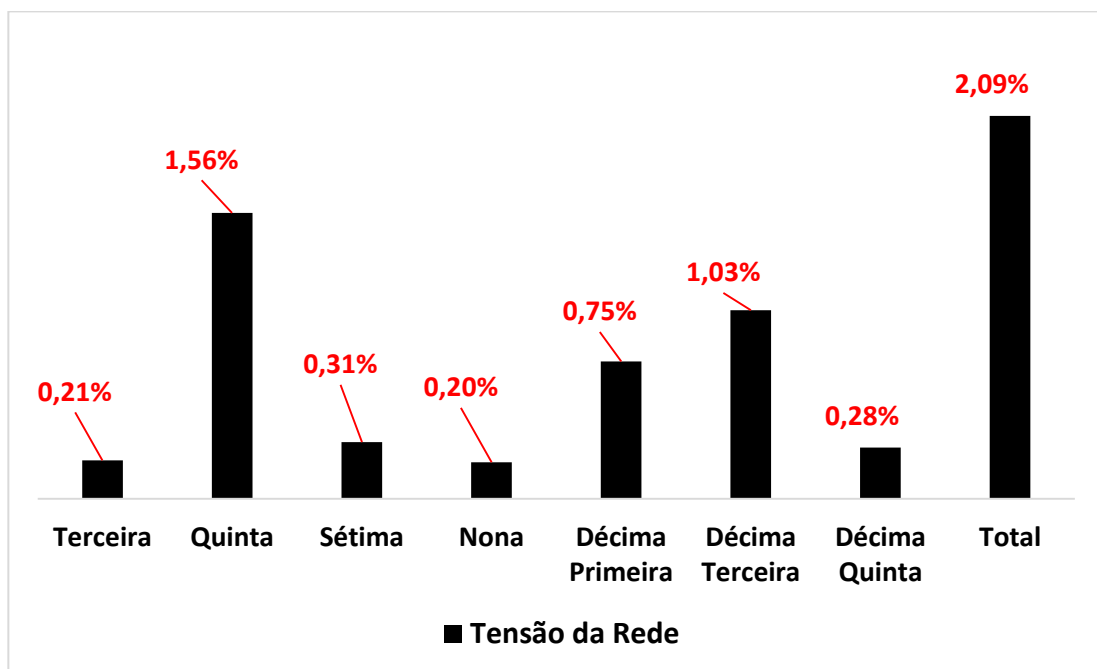
Fonte: Dados do próprio autor.

5.6 Avaliação da Distorção Harmônica

Antes da análise dos métodos de anti-ilhamento, faz-se necessário avaliar a qualidade da energia da rede elétrica, da corrente de saída do inversor e da tensão do PAC. Para todos os métodos, os resultados foram obtidos com a carga RLC conectada e sintonizada em $C_{norm} = 1$. É necessário ressaltar que a carga RLC pode afetar positivamente o valor da DHT de corrente do inversor. No entanto, como a natureza deste estudo é principalmente comparativa, existe uma vantagem nessa abordagem. Ao conectar o inversor à carga sintonizada, garante-se que a contribuição da rede elétrica seja a mínima possível. Ora, é fato conhecido que a rede elétrica apresenta variações durante o tempo, o que faz com que seja recomendável minimizar, ao máximo, a influência da rede para evitar o favorecimento involuntário de algum método em detrimento dos demais.

A Figura 51 demonstra o conteúdo harmônico total da rede à vazio. Além disso é possível perceber o espectro harmônico de composto em ordens ímpares que vão da terceira até a décima quinta componente. O texto normativo ABNT NBR 62116 define que a maior distorção harmônica permitida para a tensão da rede durante o teste de anti-ilhamento deverá ser de 2,5 %. Como pode ser percebido, a distorção do tensão da rede, no momento em foram realizados os testes foi de 2,09 %, o que está dentro dos limiares da norma.

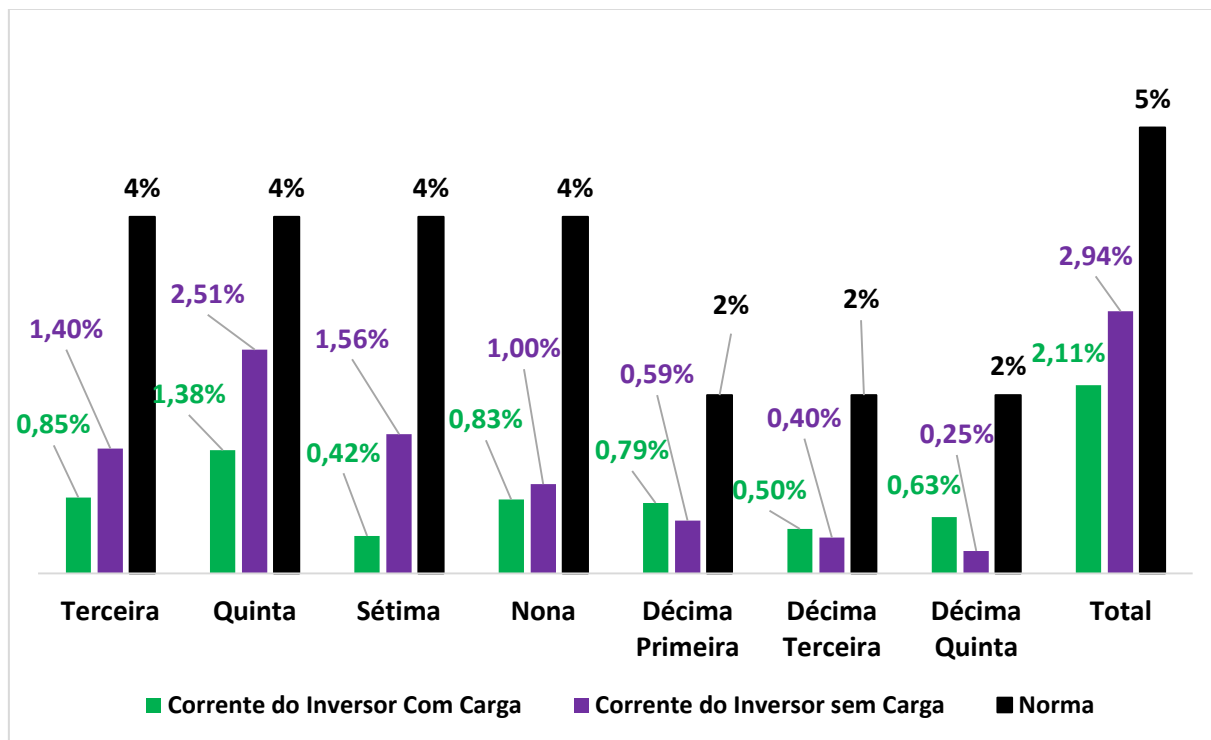
Figura 51 – Espectro Harmônico da Tensão da Rede.



Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 52 apresenta os resultados, por componente e total, da distorção harmônica da corrente do inversor, com e sem carga, e compara os valores obtidos aos limiares impostos pelos textos normativos aqui abordados.

Figura 52 – Inversor sem Método de Anti-Ilhamento



Fonte: Dados do próprio autor.

A metodologia para parametrização dos métodos seguiu o critério explicado pelo tópico 5.3. Resumidamente, foram escolhidos parâmetros que garantem tempo de detecção de 0,57 segundos em termos de simulação para uma carga com capacitância normalizada $C_{norm} = 1,05$. A Tabela 17 apresenta os parâmetros escolhidos.

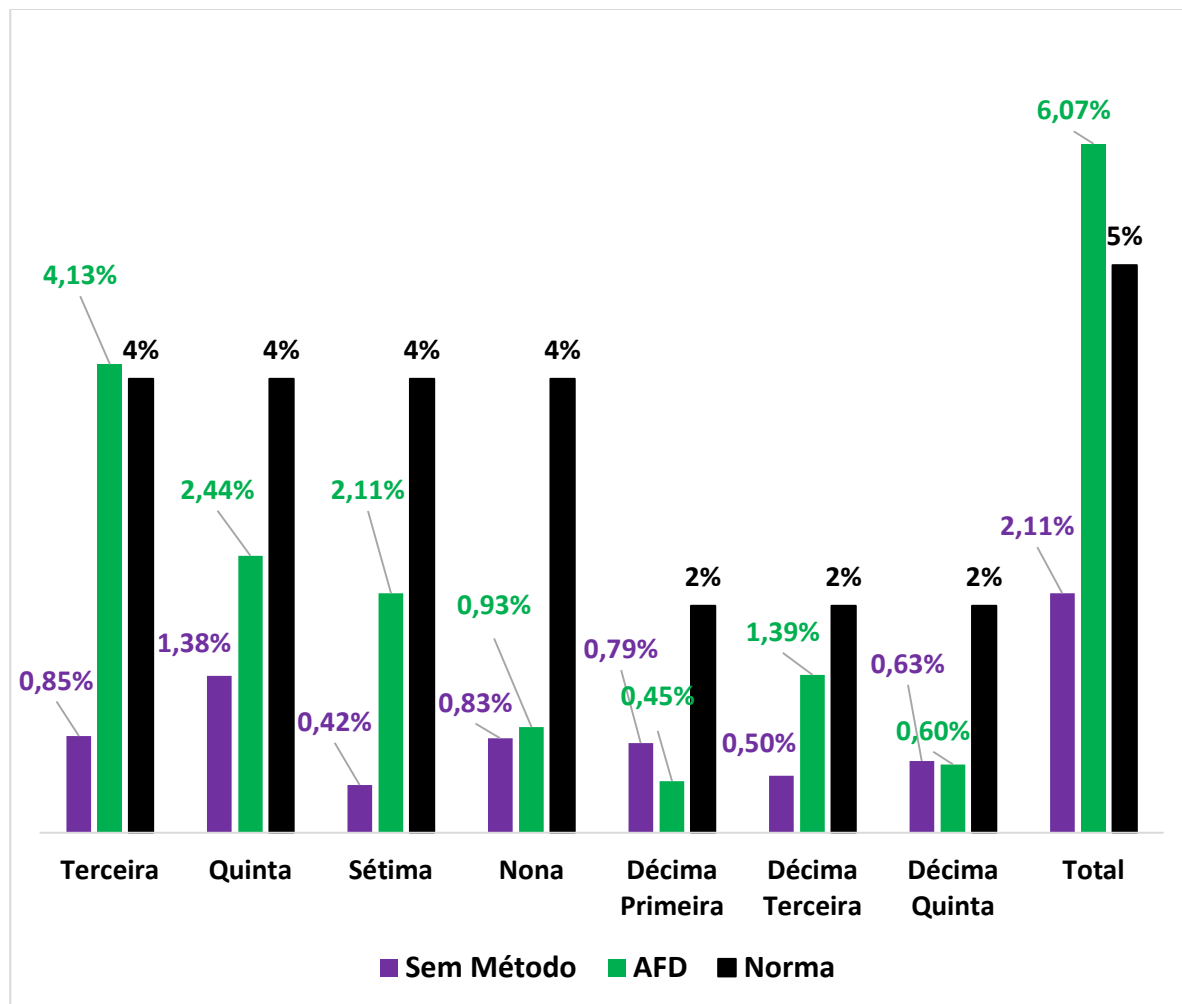
Tabela 17 – Parâmetros dos Métodos Anti-Ilhamento.

PAI	Parametros
AFD	$c_f = 0,045$
AFD (Wu Chen)	$\theta_z = 0,08$
AFDPF	$c_{f_0} = 0$
	$k = 0,022$
	$c_f = 0,025$
AFDPCF	$c_f = -0,025$
	$t_{max} = 0,3 \text{ s}$
	$t_{min} = 0,3 \text{ s}$
	$t_{off} = 0,4 \text{ s}$
Método Proposto	$K = 0,035$

Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 53 apresenta os resultados, por componente e total, da distorção harmônica da corrente do inversor, com carga, e compara os valores obtidos através da implementação do método AFD aos limiares impostos pelas normas abordadas.

Figura 53 – Espectro Harmônico da corrente do método AFD



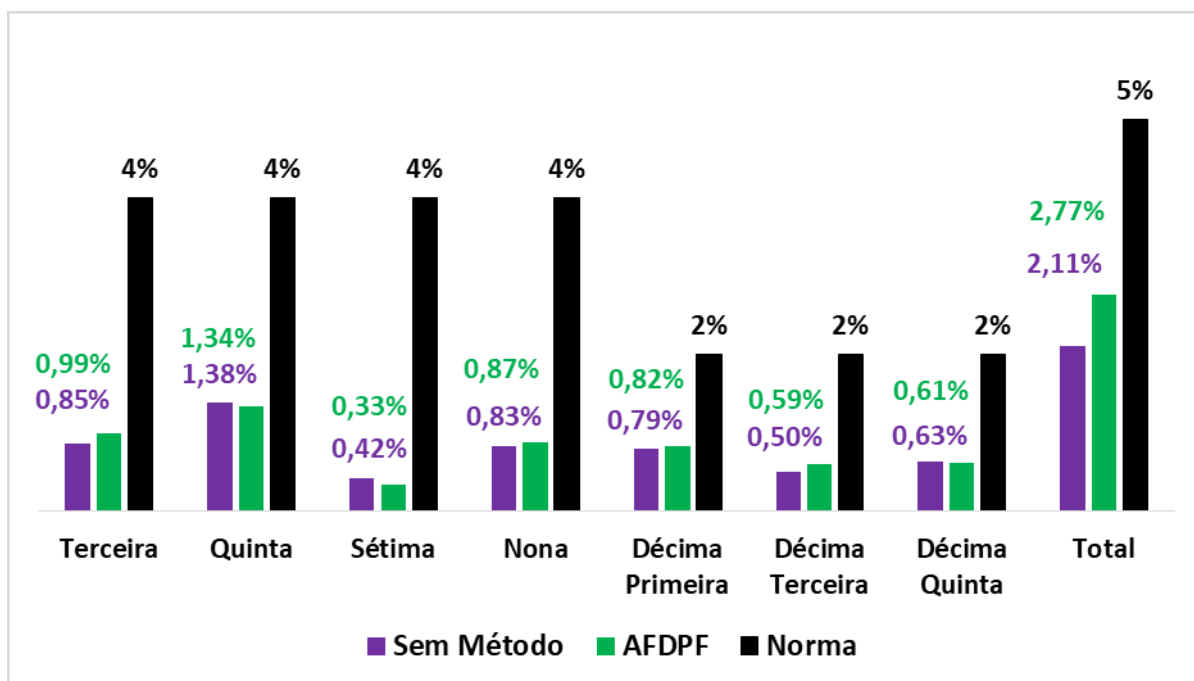
Fonte: Dados do próprio autor.

Conforme pode ser percebido pela Figura 53, o método AFD não é eficaz para garantir a operação dentro dos limiares qualitativos de energia impostos pelas normas abordadas, uma vez que os limites de distorção de terceira ordem e a distorção total de corrente são extrapolados. Isso pode ser explicado pelo fato de que em $C_{norm} = 1,05$, verifica-se um desvio de frequência para valores menores que 60 Hz. O método AFD com $c_f > 0$, por outro lado, implica em um desvio positivo de frequência, uma vez que o método é unidirecional. Assim, o valor do fator de corte deve ser suficientemente grande para, além de reverter a tendência de queda da frequência, extrapolar o limite de 0,5 Hz positivo. Caso $c_f < 0$, um fator de corte muito menor (em valores absolutos) seria suficiente para desviar a frequência para fora do

intervalo de operação permitido. No entanto, um c_f negativo de valor pequeno seria insuficiente para resolver o problema do ilhamento caso $C_{norm} = 0,95$.

A Figura 54 apresenta os resultados, por componente e total, da distorção harmônica da corrente do inversor, com carga, e compara os valores obtidos através da implementação do método AFDPF aos limiares impostos pelas normas abordadas.

Figura 54 – Espectro Harmônico da corrente do método AFDPF.

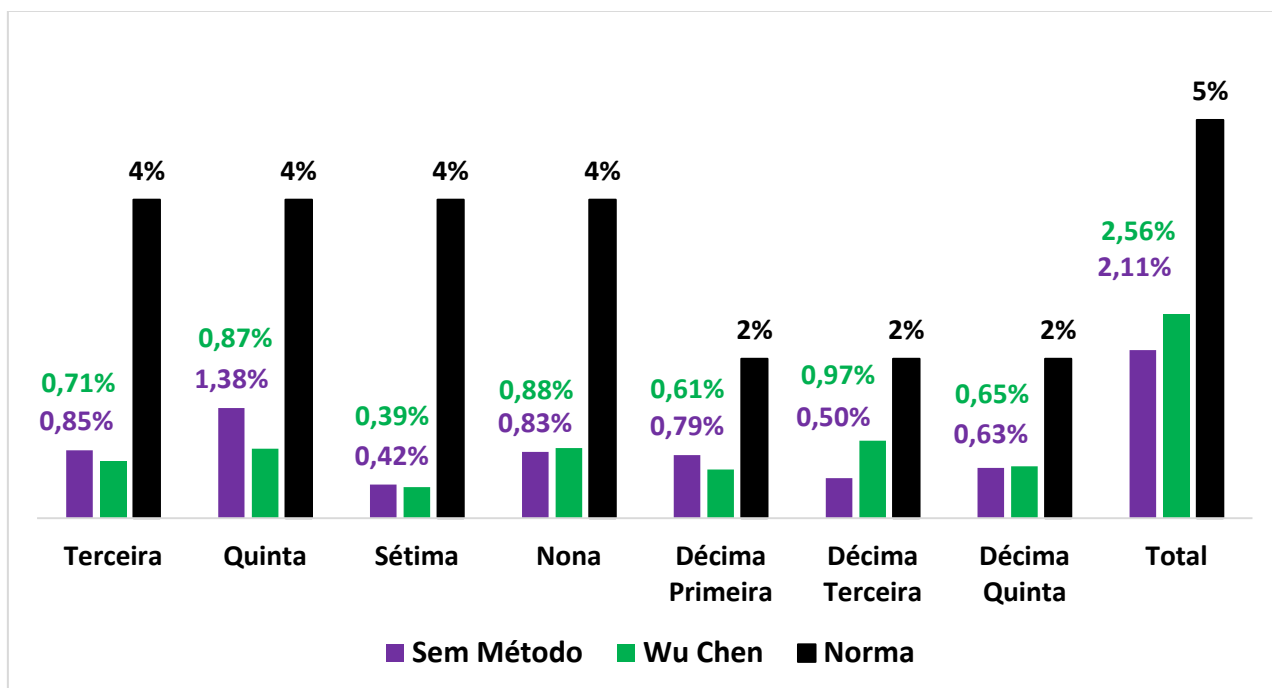


Fonte: Dados do próprio autor.

Conforme pode ser percebido pela Figura 54, o método AFDPF é eficaz para garantir a operação dentro dos limiares qualitativos de energia impostos pela norma IEEE 1547.1, uma vez que não extrapola nenhum dos limiares dos referidos textos normativos. A boa atuação do método decorre de dois fatores: a metodologia proposta em (ZEINELDIN; KENNEDY; 2009) que permite estipular $c_{f_0} = 0$ e a bidirecionalidade do AFDPF, que consegue acompanhar a tendência de desvio de frequência imposto pela carga. A baixa distorção harmônica adicionada pelo AFDPF demonstra que a inserção de uma realimentação positiva de frequência é uma estratégia bastante eficaz na melhoria do desempenho de um método de anti-ilhamento.

A Figura 55 apresenta os resultados, por componente e total, da distorção harmônica da corrente do inversor, com carga, e compara os valores obtidos através da implementação do método proposto por (CHEN et al., 2013) aos limiares impostos pelos textos normativos abordados neste trabalho.

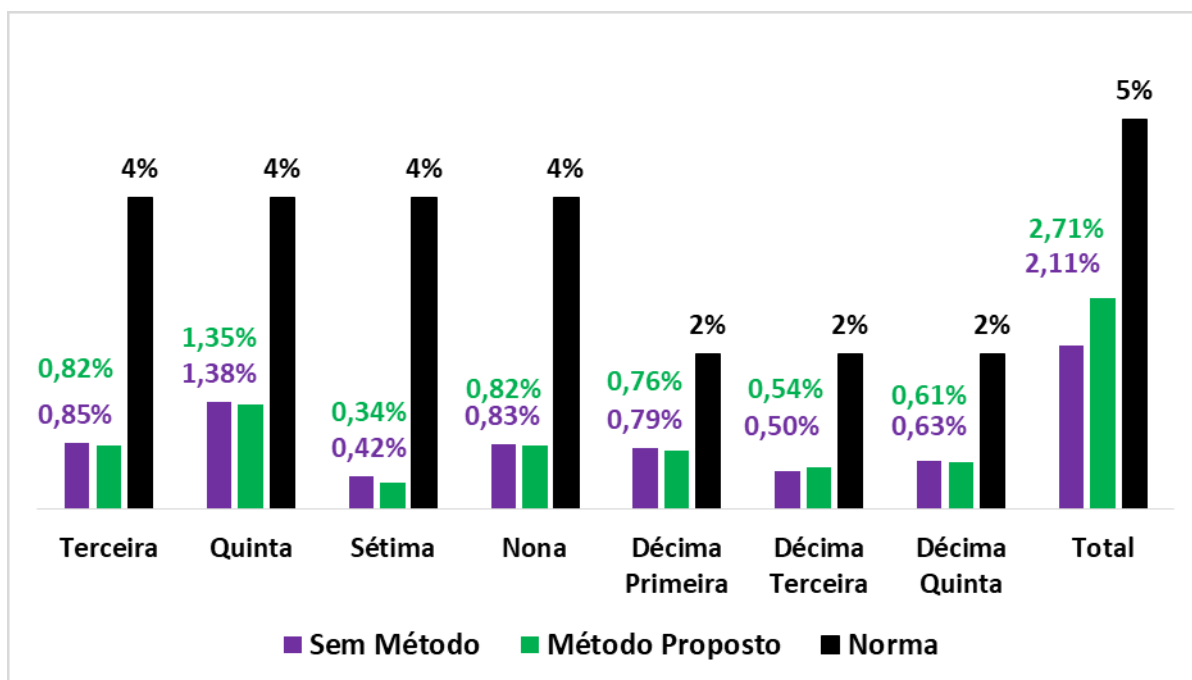
Figura 55 – Espectro Harmônico da corrente do método proposto por (CHEN et al., 2013).



Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 56 apresenta os resultados, por componente e total, da distorção harmônica da corrente do inversor, com carga, e compara os valores obtidos através da implementação do método proposto por este estudo aos limiares impostos pelas normas abordadas.

Figura 56 – Espectro Harmônico da corrente do método proposto por este estudo.

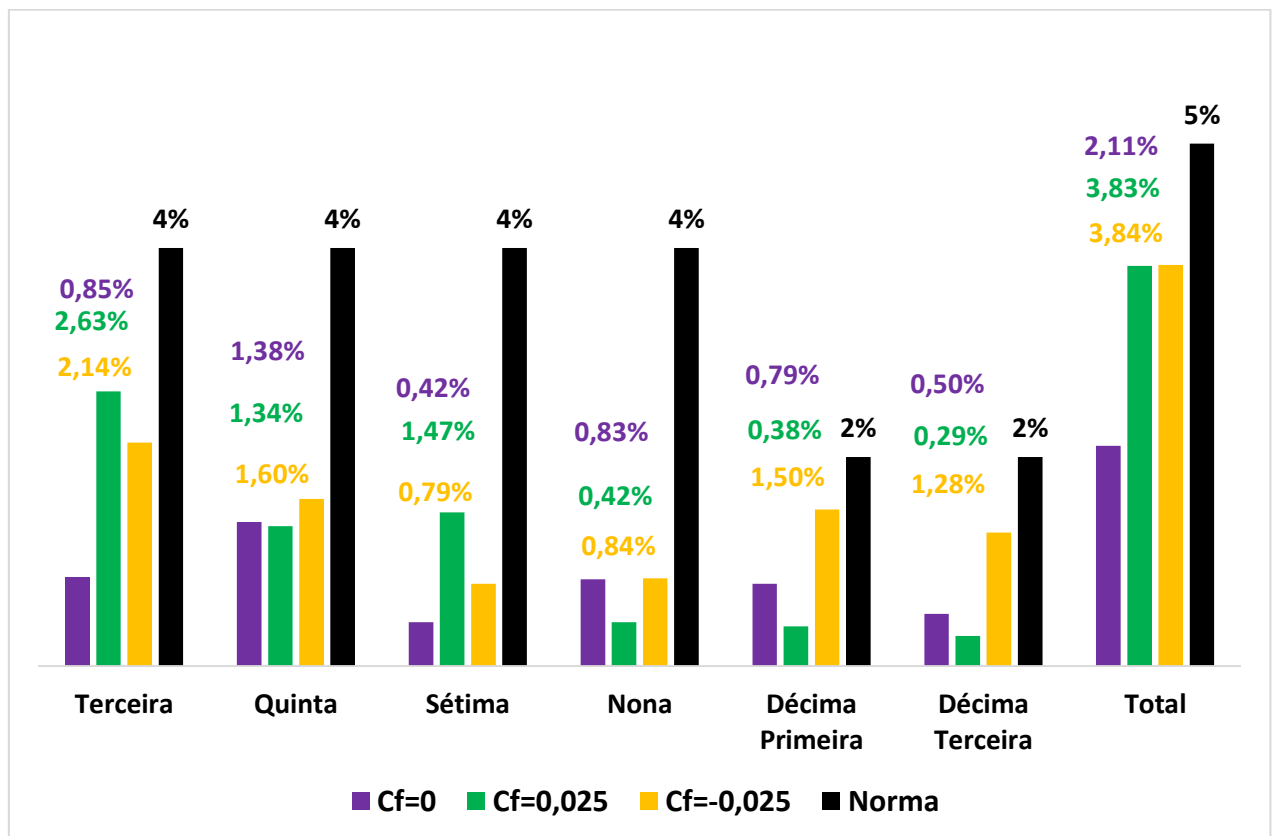


Fonte: Dados do próprio autor.

As Figuras 55 e 56 mostram, respectivamente, que os métodos propostos por (CHEN et al., 2013) e por este trabalho possuem baixo impacto na qualidade de energia de saída do inversor. É necessário ressaltar ainda que, embora o método proposto por (CHEN et al., 2013) seja unidirecional, o mesmo consegue desempenhar uma boa detecção de ilhamento com baixa taxa de distorção harmônica, mesmo em condições adversas de característica da carga. Além disso, é possível perceber que, tanto o método AFDPF quanto o método proposto apresentam um forte impacto na quinta ordem harmônica.

Por fim, é necessário analisar o comportamento harmônico do método AFDPCF. O fator de corte pulsante insere uma dificuldade na análise, uma vez que não existe sincronismo entre o tempo de variação de c_f e o cálculo harmônico do aparelho medidor de qualidade de energia. A proposta de superação do mencionado impasse consiste em medir a DHT de corrente para o método AFD com $c_{f_{max}} = 0,025$, $c_f = 0$ e $c_{f_{min}} = -0,025$ e realizar um cálculo de média ponderada entre os tempos $t_{maxi_{cf}}$, $t_{mini_{cf}}$ e $t_{cf_{off}}$. A Figura 57 apresenta os valores percentuais da distorção harmônica de corrente, total e por componente, referentes aos valores descritos acima.

Figura 57 – Espectro Harmônico da corrente do método AFDPCF



Fonte: Dados do próprio autor.

É possível concluir, através da Figura 57 que nenhum dos limiares normativos foi extrapolado em nenhuma das condições. Além disso, embora a DHT de corrente seja muito parecida, existe uma diferença qualitativa no espectro harmônico para as condições em que o fator de corte é diferente de zero. Para $c_f = 0,025$, as principais componentes harmônicas são a terceira, a quinta e a sétima. Para $c_f = -0,025$, as principais ordens são a terceira, a quinta, a décima primeira e a décima terceira. A DHT total, advinda da implementação do método AFDPCF, é dada pela equação (53), que pondera a distorção provocada por cada valor de c_f e o tempo de permanência desse valor.

$$DHT_{AFDPCF} = 0,3 * 3,83\% + 0,3 * 3,82\% + 0,4 * 2,11\% = 3,15\% \quad (53)$$

5.7 Tempo de Detecção

O segundo parâmetro de comparação entre os métodos aqui estudados é o tempo de detecção, ou seja, o período de tempo compreendido entre a interrupção da rede e o desligamento do inversor. A metodologia utilizada foi a mesma descrita pelo Capítulo anterior.

A Tabela 18 mostra os valores de parametrização.

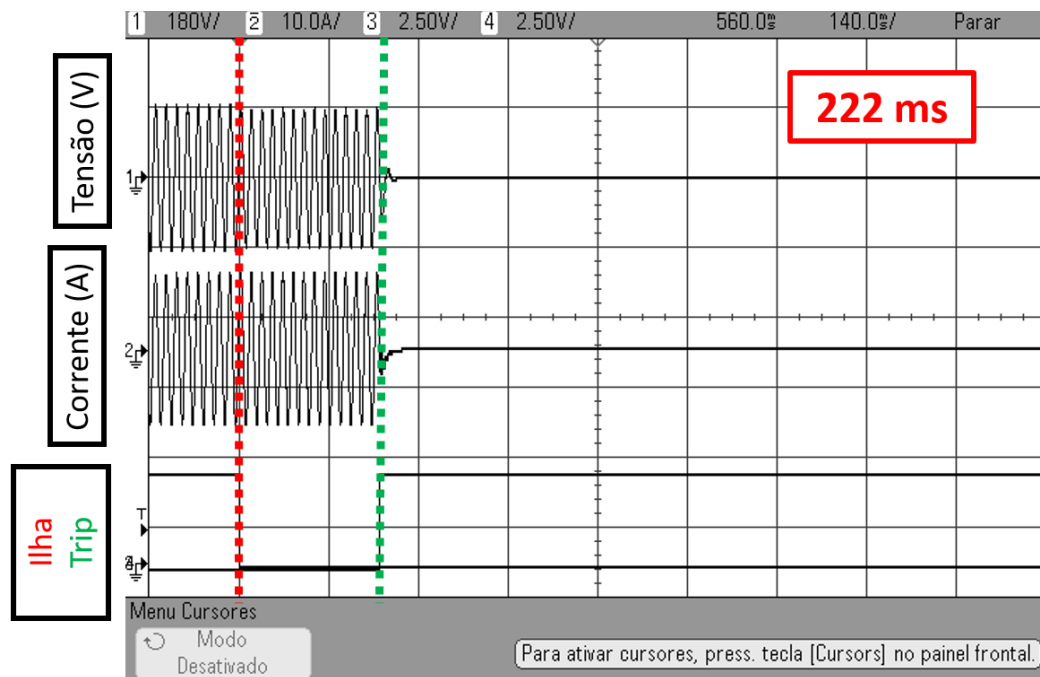
Tabela 18 – Parâmetros dos Métodos Anti-Ilhamento

AIP	Parâmetros
AFD	$c_f = 0,032$
AFD (Wu Chen)	$\theta_z = 0,079$
AFDPF	$c_{f0} = 0$
	$k = 0,05$
	$c_f = 0,03$
	$c_f = -0,03$
AFDPCF	$t_{max} = 0,3 \text{ s}$
	$t_{min} = 0,3 \text{ s}$
	$t_{off} = 0,4 \text{ s}$
Método Proposto	$K = 0,079$

Fonte: Dados do próprio autor.

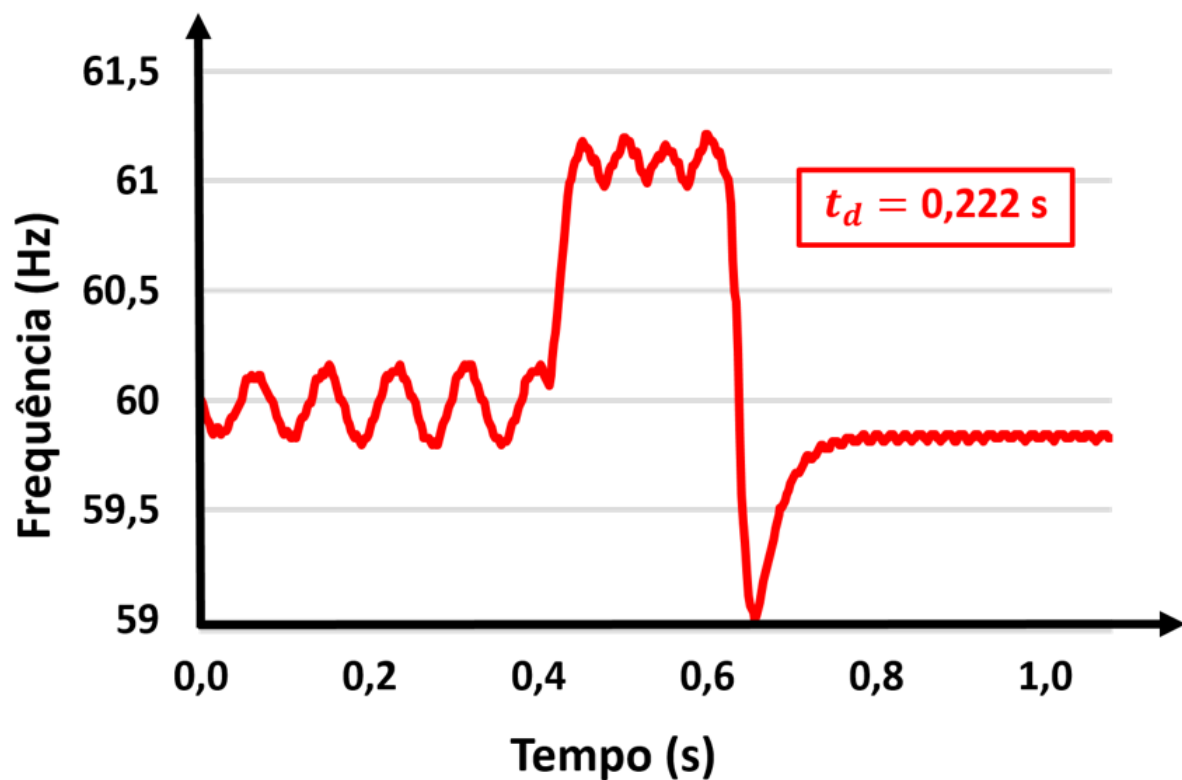
Serão apresentados os resultados de corrente, tensão, frequência, trip e ilha. A interrupção da rede é obtida a partir de um relé físico que recebe um sinal de desligamento do DSP. É necessário ressaltar, novamente, que os resultados serão obtidos para três condições de cargas: $C_{norm} = 1$, $C_{norm} = 1,05$ e $C_{norm} = 0,95$. As Figuras 58, 59 e 60 apresentam os resultados para o teste AFD.

Figura 58 – Teste AI para o método AFD



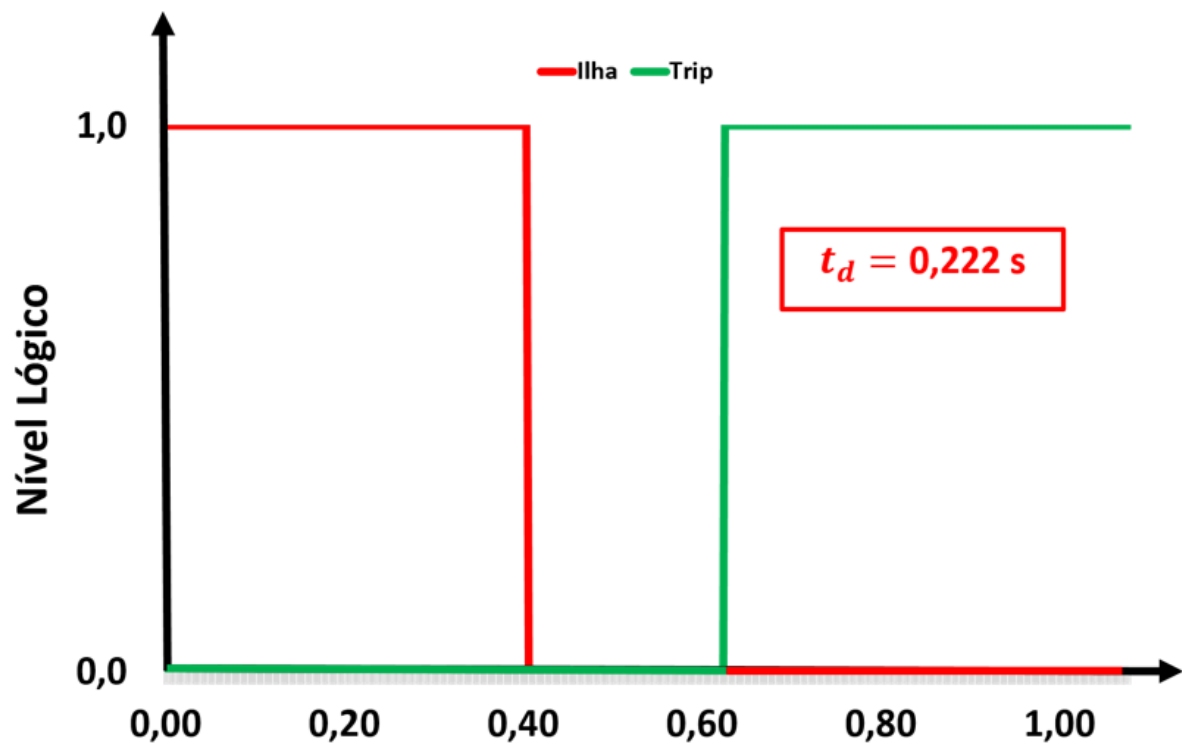
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 59 – Frequência para o método AFD.



Fonte: Dados do próprio autor.

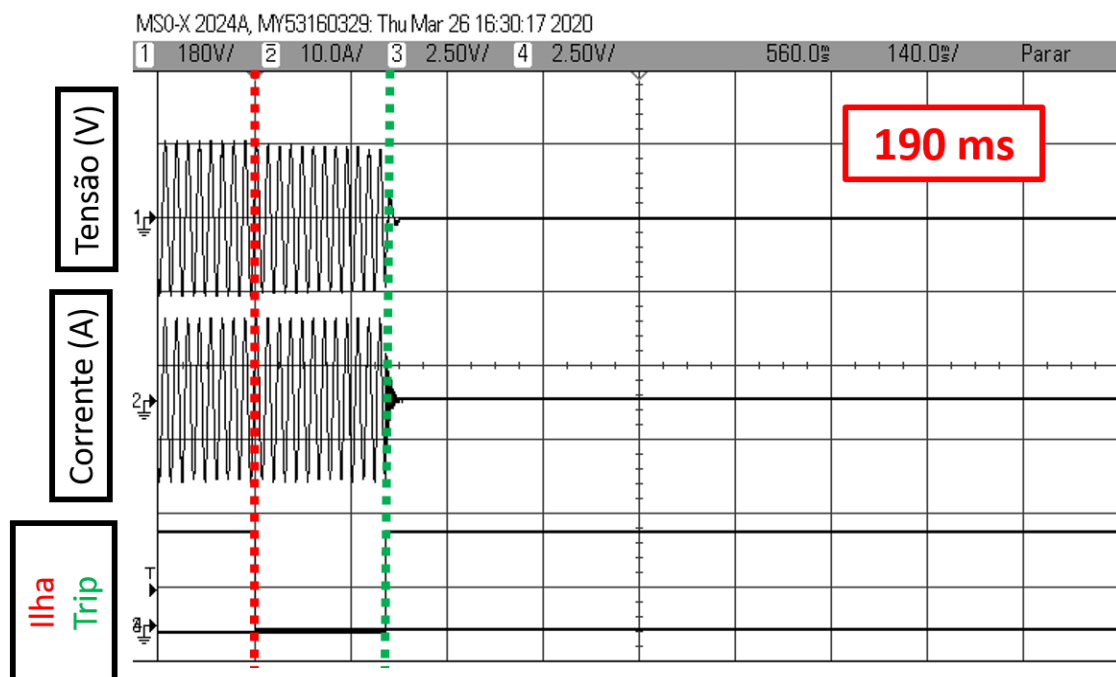
Figura 60 – Ilha e Trip para o método AFD



Fonte: Dados do próprio autor.

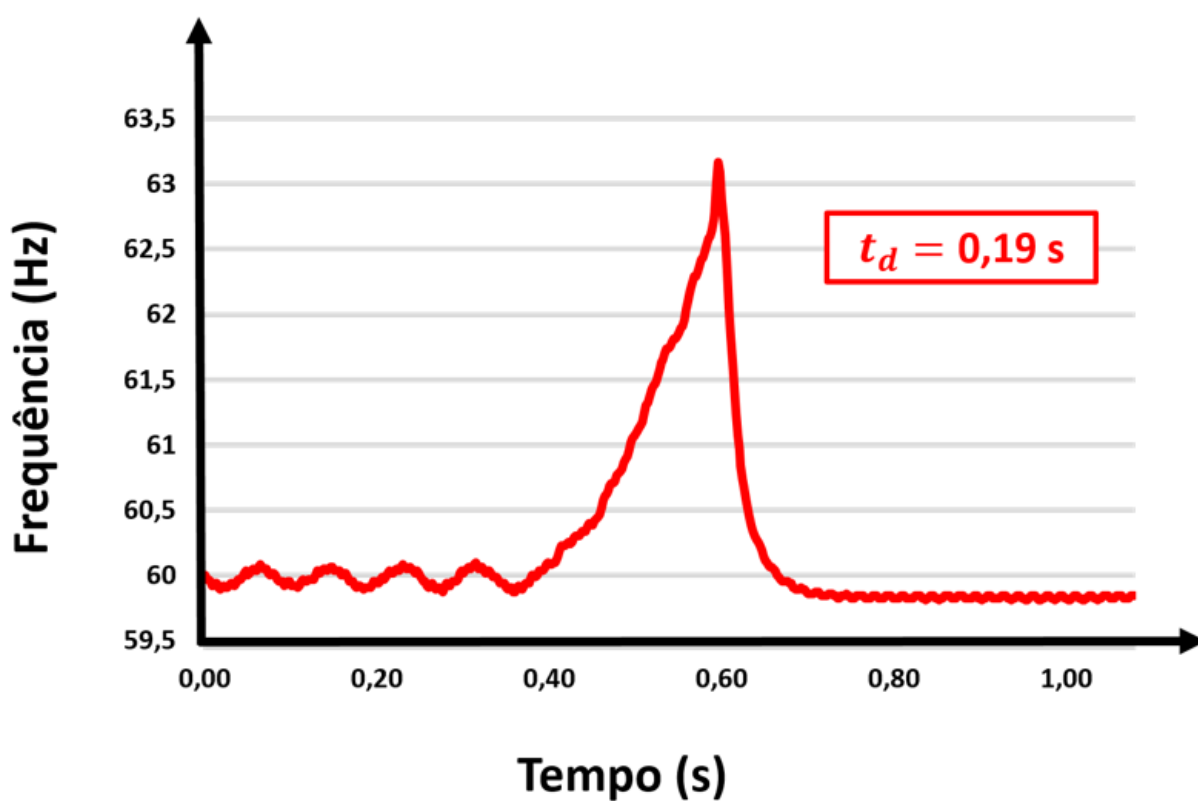
As Figuras 61, 62 e 63 apresentam os resultados para o teste AFDPF.

Figura 61 – Teste AI para o método AFDPF.



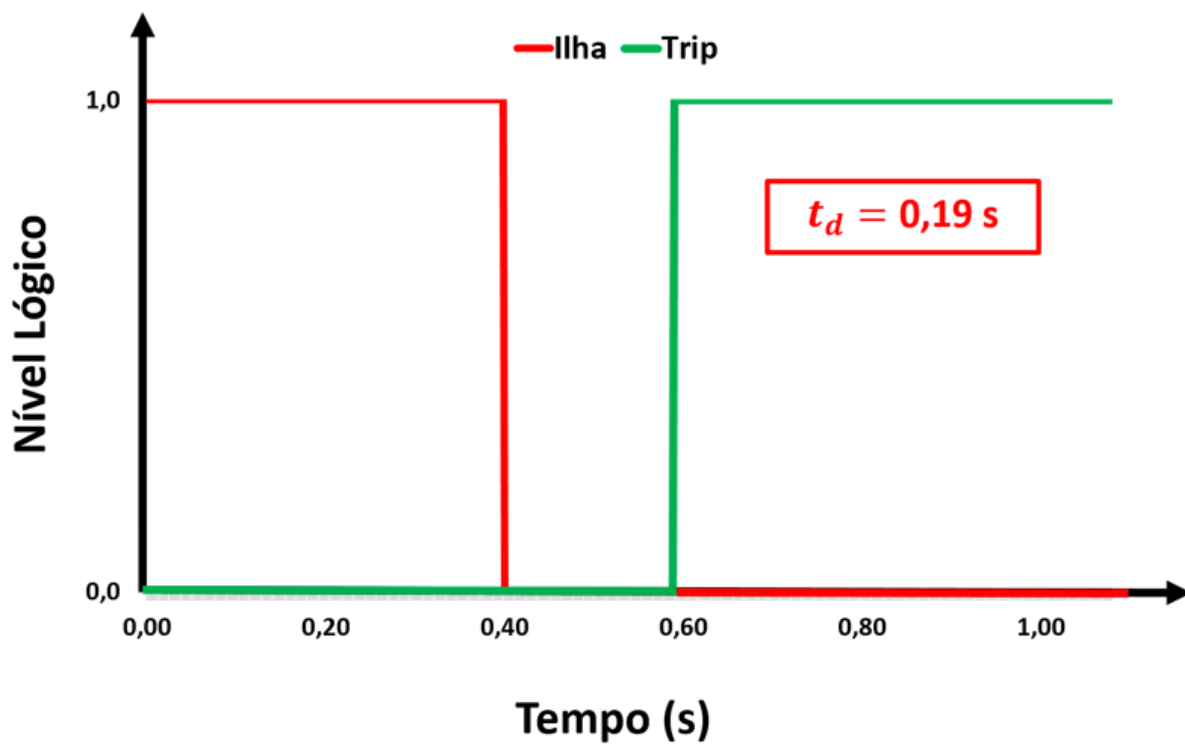
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 62 – Frequência para o método AFDPF



Fonte: Dados do próprio autor.

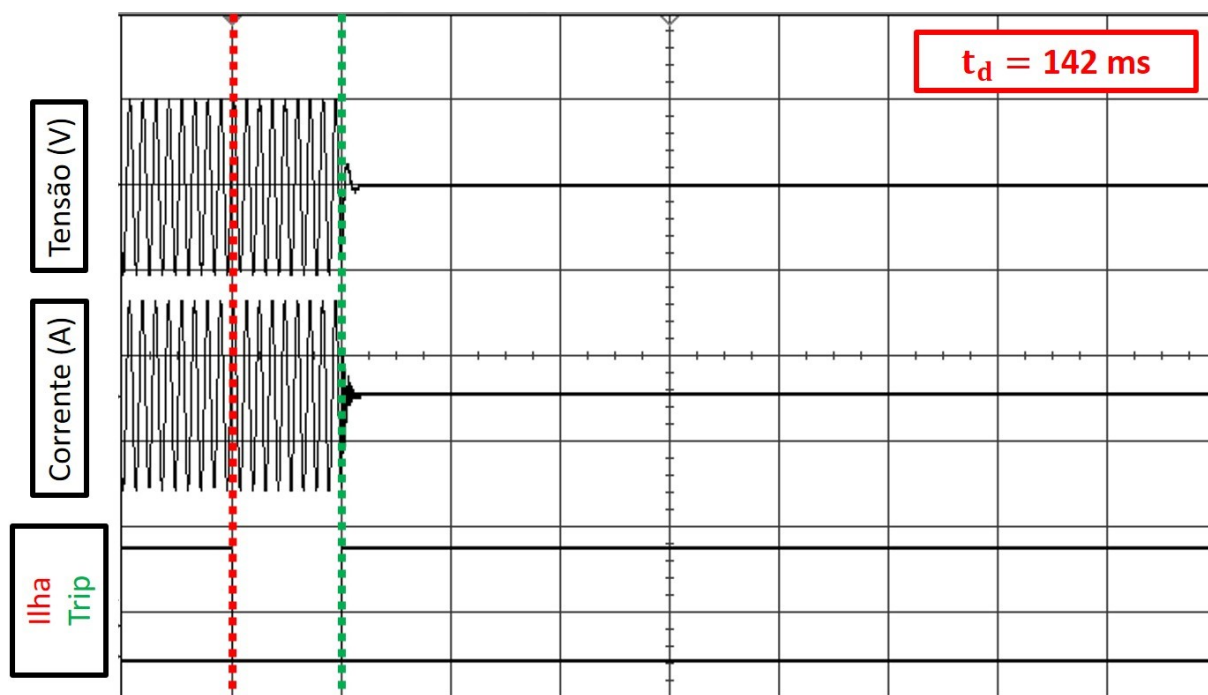
Figura 63 – Ilha e Trip para o método AFDPF



Fonte: Dados do próprio autor.

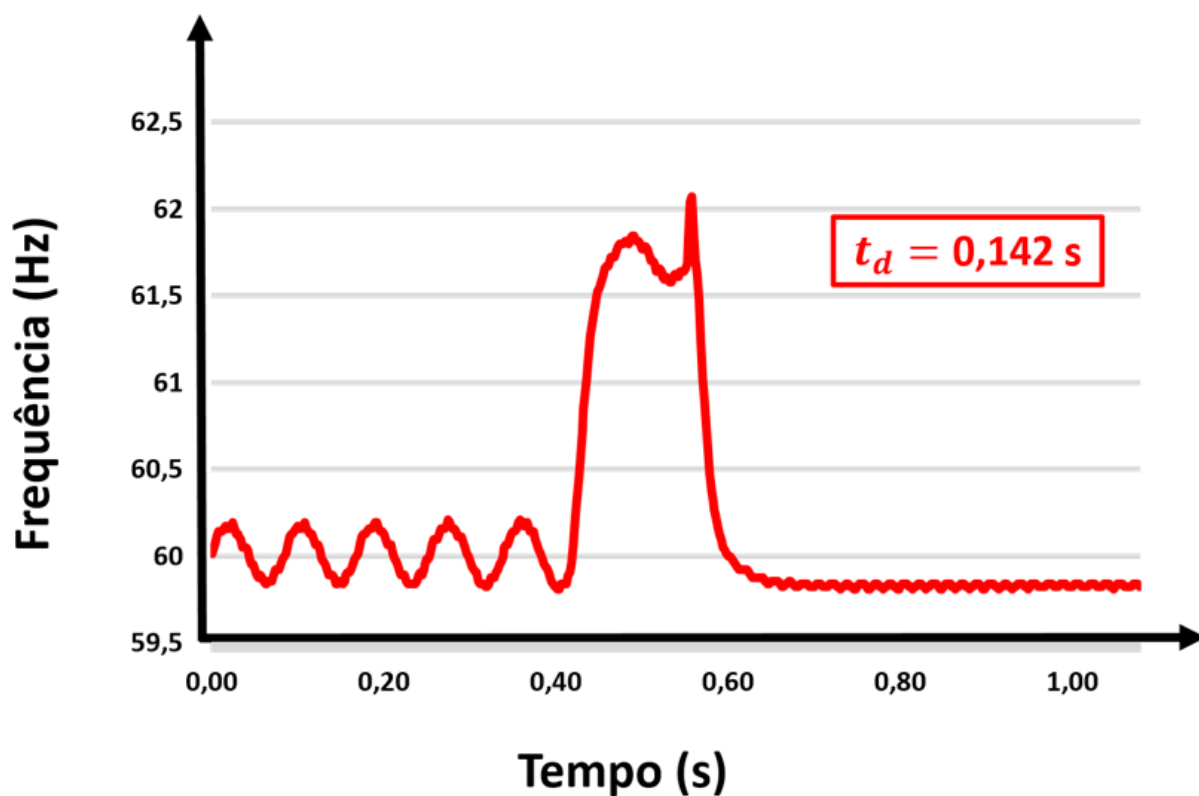
As Figuras 64, 65 e 66 apresentam os resultados para o método proposto por (CHEN et al., 2013).

Figura 64 – Teste AI para o método proposto por (CHEN et al., 2013)



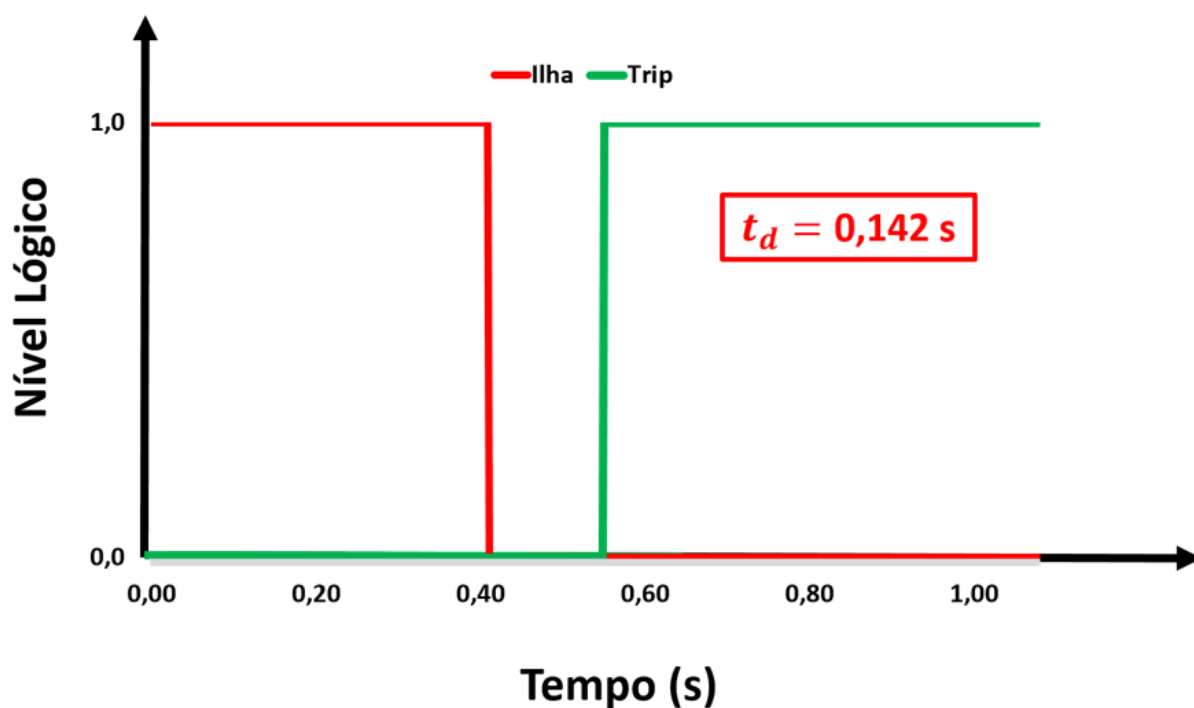
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 65 – Frequência para o método proposto por Wu Chen



Fonte: Dados do próprio autor.

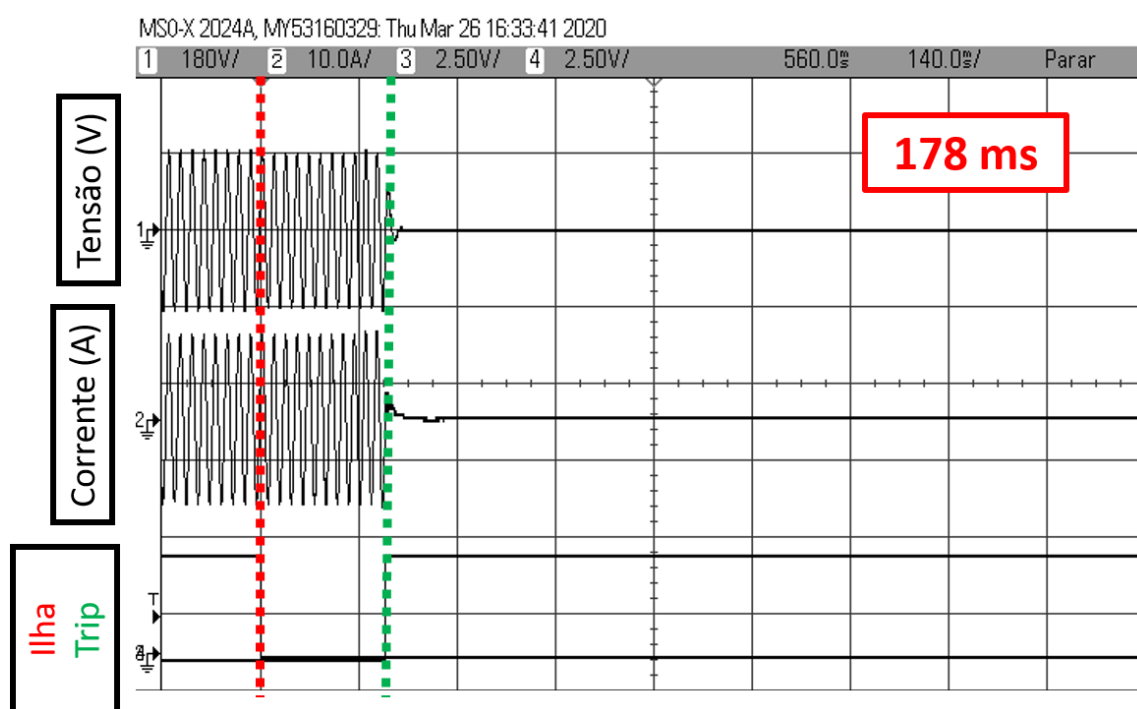
Figura 66 – Ilha e Trip para o método proposto por Wu Chen



Fonte: Dados do próprio autor.

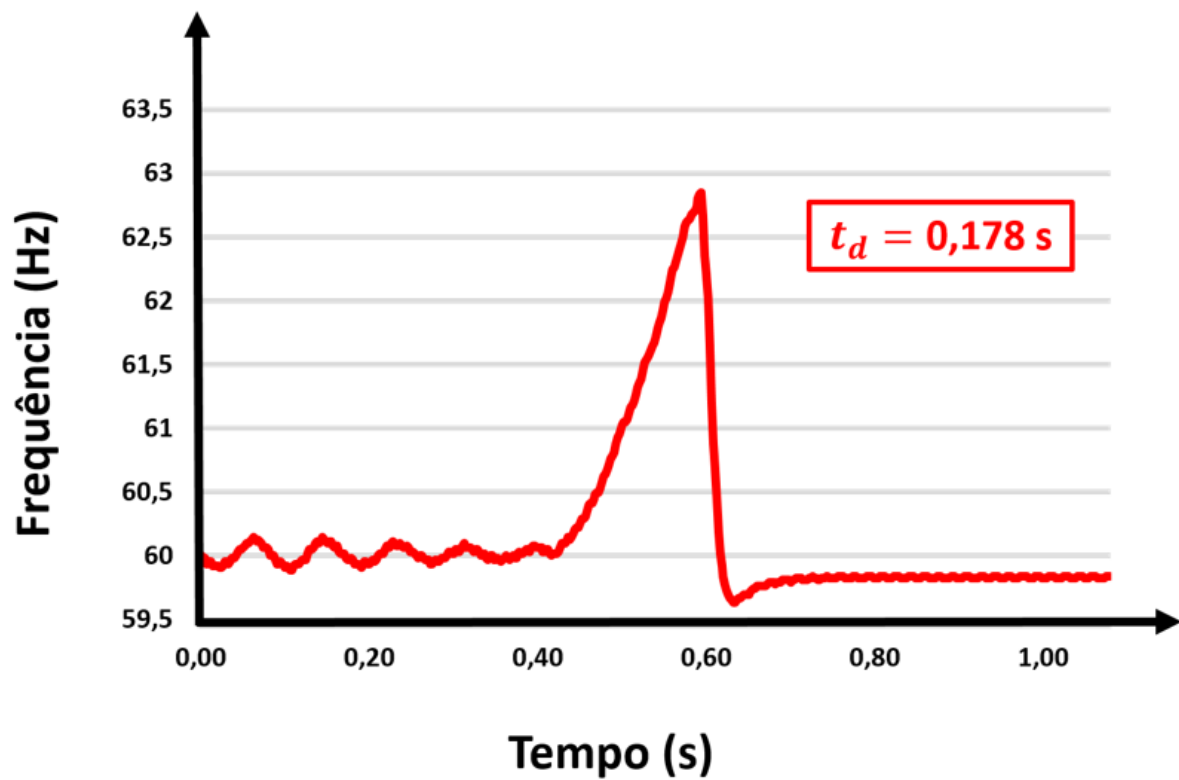
As Figuras 67, 68 e 69 apresentam os resultados para o método aqui proposto.

Figura 67 – Teste AI para o método proposto



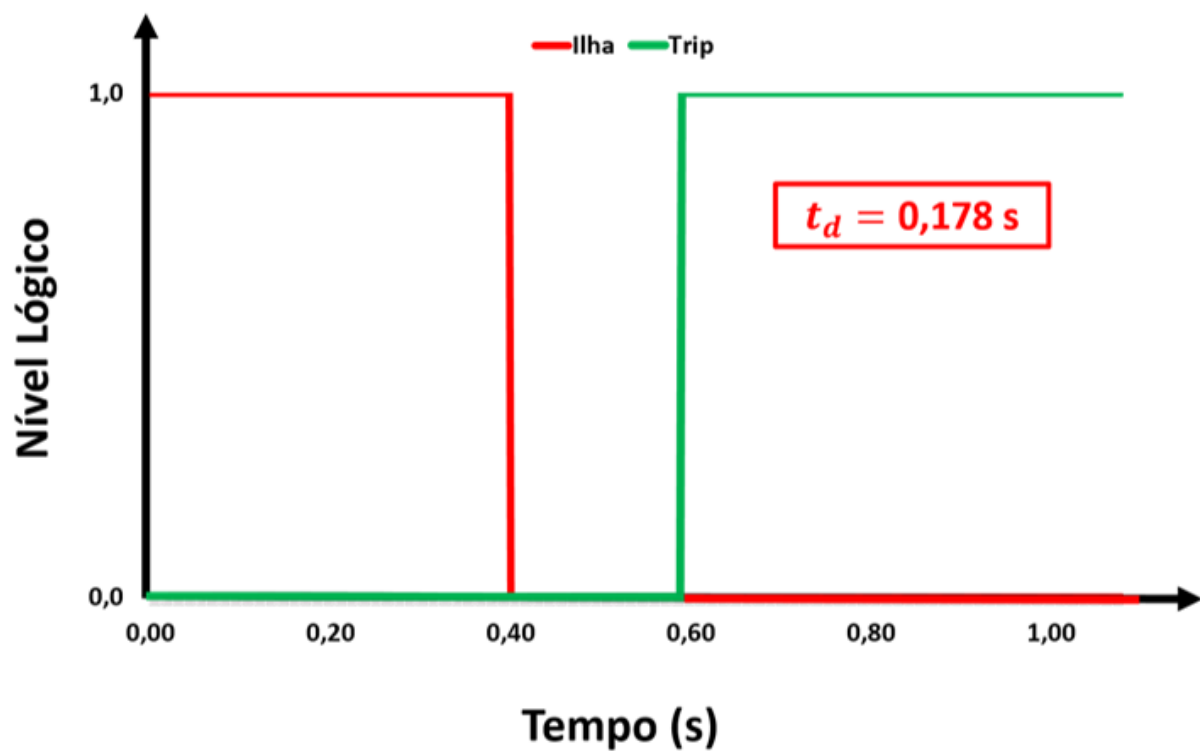
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 68 – Frequência para o método proposto



Fonte: Dados do próprio autor.

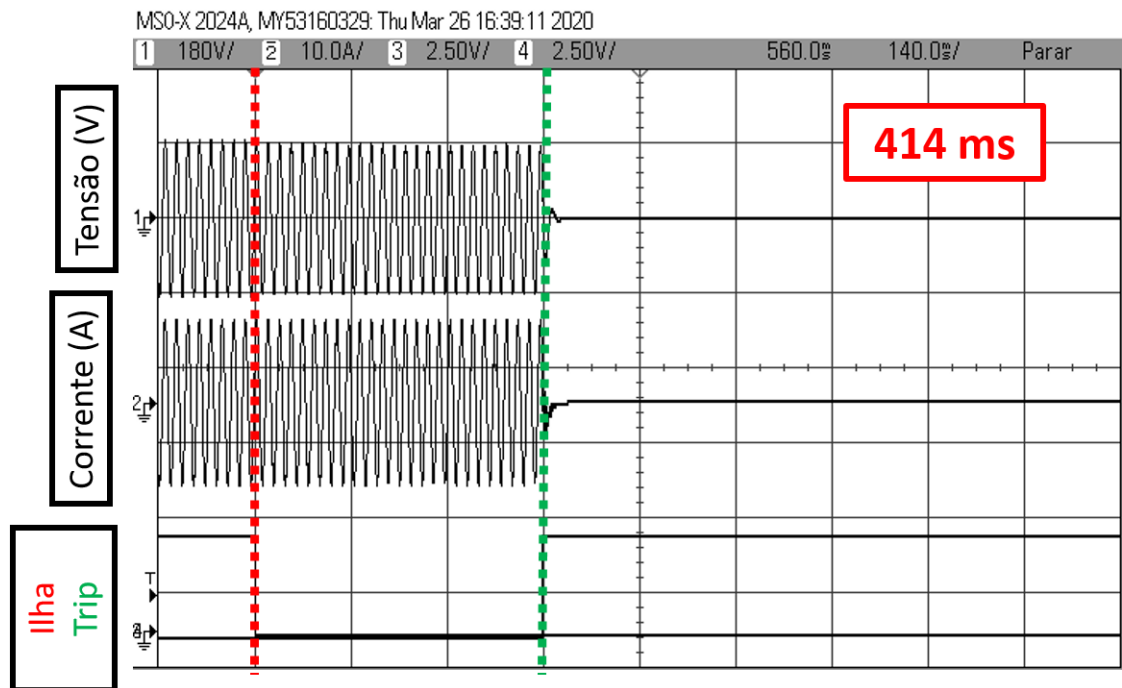
Figura 69 – Ilha e Trip para o método proposto



Fonte: Dados do próprio autor.

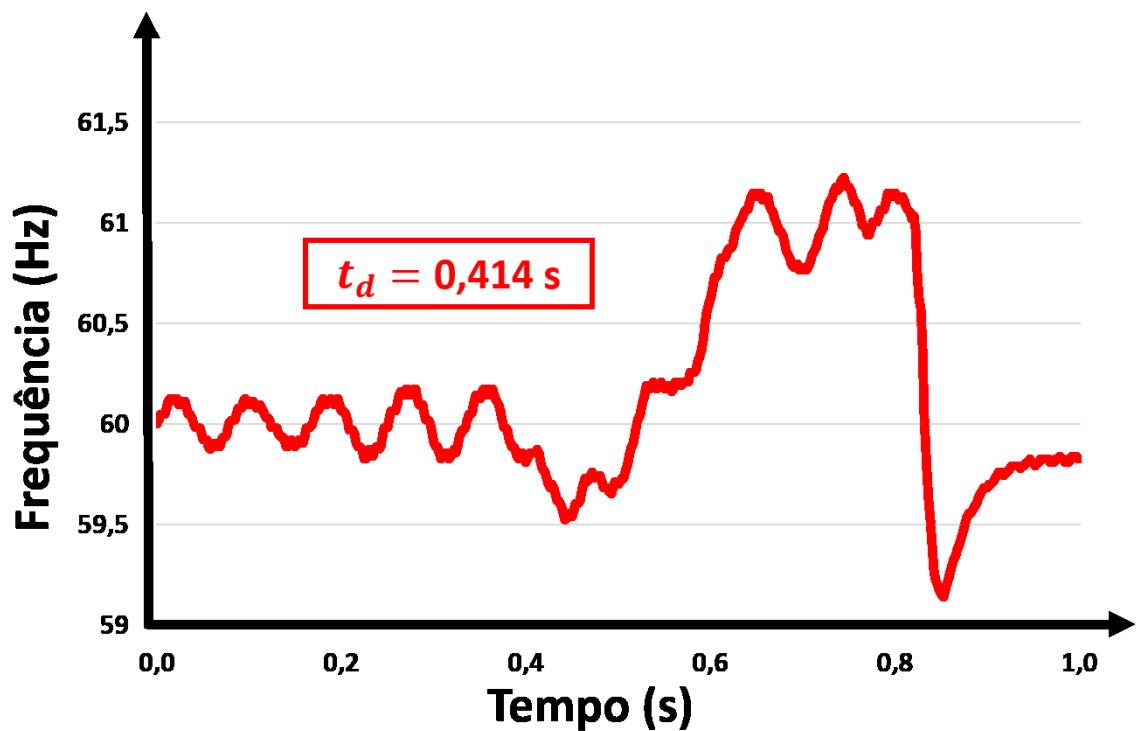
As Figuras 70, 71 e 72 apresentam os resultados para o método aqui proposto.

Figura 70 – Teste AI para o método AFDPCF



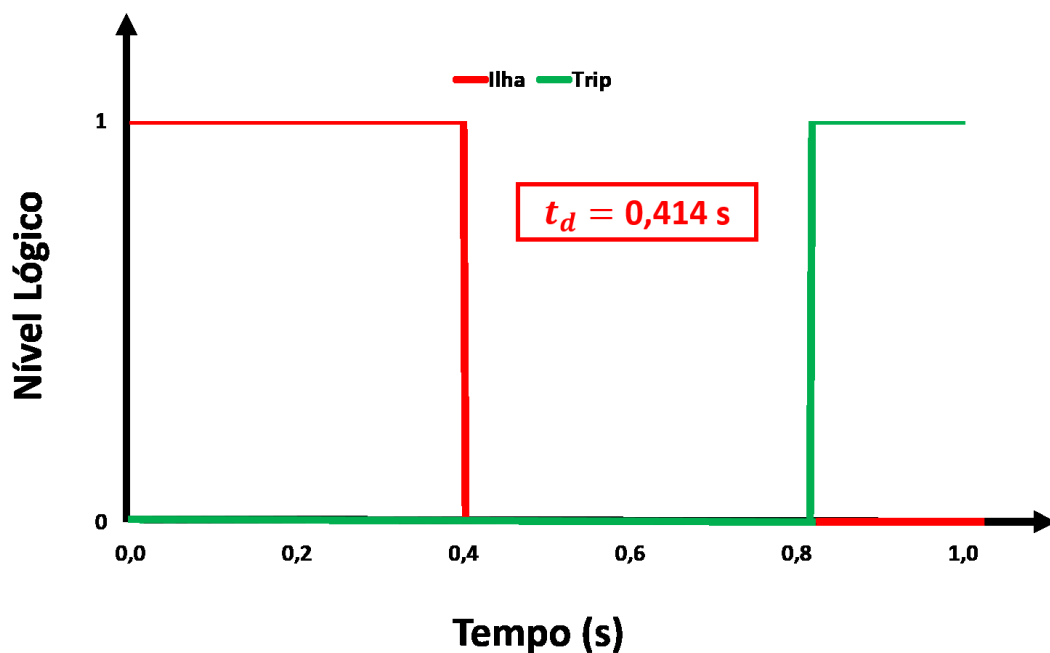
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 71 – Frequência para o método AFDPCF



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 72 – Ilha e Trip para o método AFDPCF



Fonte: Dados do próprio autor.

Para as demais condições não serão apresentados resultados gráficos afim de evitar redundâncias. A Tabela 19 apresenta os tempos de detecção para as três condições de capacitância.

Tabela 19 – Tempo de Detecção Experimentais

<i>PAI</i>	$C_{norm} = 0,95$	$C_{norm} = 1$	$C_{norm} = 1,05$
AFD	134 ms	222 ms	<i>ZND</i>
AFD (Wu Chen)	100 ms	140 ms	264ms
AFDPF	110ms	190 ms	194 ms
AFDPCF	154 ms	414 ms	402ms
Método Proposto	96 ms	178 ms	166ms

Fonte: Dados do próprio autor.

Observando a tabela 19, é possível perceber que o método AFD falha para a condição em que $C_{norm} = 1,05$ mesmo quando parametrizado para a máxima DHT de corrente permitida pelas normas. Os demais métodos obtiveram sucesso para todas os testes realizados em termos de detecção da interrupção da rede.

Observando a primeira condição, o método proposto obteve o melhor desempenho de detecção para as duas condições de desbalanço de carga, o que se deve à sua característica de bidirecionalidade que permite ao método acompanhar a característica de desvio de frequência imposto pela carga. Na condição nominal, o método proposto por (CHEN; WANG; ZHU; ZHAO, 2013) alcançou o menor tempo de detecção. É possível perceber ainda que os métodos com realimentação de frequência sofrem menor dependência do parâmetro C_{norm} uma vez que os mesmos apresentam menor variação de tempo de detecção para diferentes condições de capacitância. Por fim, é possível perceber que o método AFDPCF apresenta tempos de detecção bastante variados entre as diferentes condições de teste, o que ocorre em virtude da impossibilidade de sincronizar o instante do ilhamento e a perturbação do fator de corte.

5.8 Conclusão

Para a análise qualitativa dos métodos ensaiados é necessário dividi-los em duas categorias baseadas no tamanho da ZND. A primeira categoria é aquela dos métodos que possuem casos de não detecção para todos os valores de fatores de qualidade. A segunda, por sua vez, consiste daqueles que eliminam a ZND para um dado intervalo de Q_f . Logo, é possível concluir que na primeira categoria estão o método AFD e o método proposto por (CHEN et al, 2013) e na segunda categoria estão o AFDPF, o método proposto pelo trabalho e o AFDPCF.

Para a primeira categoria é importante observar que os resultados obtidos pelo método proposto por (CHEN; WANG; ZHU; ZHAO, 2013) são superiores aos do método AFD. Em termos de DHT de corrente, foi possível observar que para um mesmo tempo de detecção os resultados de (CHEN et al., 2013) são muito menores que o AFD, conforme mostra a confrontação entre as Figuras 53 e 55 que tratam do espectro harmônico de corrente dos referidos métodos. Em relação aos tempos de detecção, foi possível perceber que mesmo com o método AFD parametrizado para a máxima DHT de corrente permitida, seus tempos de detecção são maiores e, além disso, o método incorre na ZND para a condição $C_{norm} = 1,05$.

No contexto da segunda condição é possível observar que os resultados advindos da implementação do método proposto advogam em torno de uma evolução em relação ao desempenho do método AFDPF e do AFDPCF. Conforme pode ser percebido, para uma mesma ZND, a estratégia desenvolvida obtém resultados superiores em termos de DHT de corrente e tempo de detecção para todas as condições, conforme exposto pela Tabela 19.

A Tabela 20 apresenta as conclusões qualitativas para os métodos estudados. Nela são analisados critérios qualitativos tais como: ZND, impacto na qualidade de energia, bidirecionalidade e operação com múltiplos inversores.

Uma vez que todos os métodos possuem ZND, a tabela dividirá os métodos entre aqueles que possuem ZND para todo o plano $C_{norm} \times Q_f$ e aqueles que conseguem eliminar a região para um dado intervalo do plano. O impacto na DHT de corrente será classificado entre alto, baixo ou médio baseando-se nos resultados aqui obtidos. Para a característica de bidirecionalidade os métodos serão divididos entre os que a possuem, os que não a possuem e aqueles em que a bidirecionalidade não é sincronizada com a desconexão da rede. Por fim, o último critério será a possibilidade de operação com múltiplos inversores. Os métodos propostos por (CHEN; WANG; ZHU; ZHAO, 2013) e por esse trabalho ainda não foram testados em condições com mais de um inversor. Logo, não é possível estipular juízos qualitativos sobre os mesmos em relação a esse critério.

Tabela 20 – Aspectos qualitativos dos métodos de anti-ilhamento abordados no texto.

AFD	ZND Para todos os valores de Q_f	Impacto na DHT Alto	Bidirecionalidade Não	Operação com múltiplos Inversores Afetada
AFD (Wu Chen)	Para todos os valores de Q_f	Baixo	Não	-
AFDPF	Não existe para um dado valor de Q_f	Baixo	Sim	Não é afetada
AFDPCF	Não existe para um dado valor de Q_f	Médio	Sim, mas não é sincronizada com o momento do Ilhamento	Depende de sincronismo entre os inversores
Método Proposto	Não existe para um dado valor de Q_f	Baixo	Sim	-

Fonte: Dados do próprio autor.

CAPÍTULO VI

Conclusões Gerais

6.1 Conclusões e considerações finais

Este trabalho apresentou, em linhas gerais, as principais motivações para a adoção de fontes alternativas de energia em substituição dos combustíveis fósseis. As principais motivações citadas foram: a redução dos efeitos do aquecimento global, a geração de emprego e a diminuição do uso do recurso hídrico. É importante destacar que essas vantagens não estão atreladas a todos os recursos renováveis, mas especialmente aos recursos solares e eólicos. Além disso, as estatísticas apresentam um crescimento constante da Energia Fotovoltaica, o que abre uma demanda para a análise de métodos de anti-ilhamento propostos e para o desenvolvimento de novas soluções.

O segundo capítulo, por sua vez, apresentou as informações principais sobre os SFCR's, a fim de introduzir as ideias necessárias para a total compreensão da atuação dos métodos de Anti-Ilhamento. Foram abordados os algoritmos PLL, especificando a malha clássica e o PLL SOGI. O último foi utilizado para a obtenção dos resultados computacionais e experimentais em virtude do bom desempenho em termos de sincronismo e determinação da frequência do sinal de entrada. Posteriormente, foi realizado um pequeno resumo dos principais textos normativos que tratam da conexão dos SF à rede de distribuição. Os textos abordados foram: IEEE 929-2000, IEEE 1547-2003, ABNT NBR 16149 e ABNT NBR IEC 62116, sendo que a última trata, especificamente, do tópico da PAI.

Além disso, o capítulo três apresentou os principais conceitos do fenômeno do ilhamento, destacando as causas e as consequências, a ZND e os principais métodos propostos pela literatura técnica, dividindo-os em duas categorias: passivos e ativos. A primeira categoria diz respeito aos métodos que não provocam degradações na qualidade da energia, uma vez que não inserem nenhuma distorção nos parâmetros de operação do inversor. As principais estratégias passivas analisadas foram: a detecção de sobre e subtensão e frequência, a detecção do salto de fase, a detecção da taxa de variação de frequência, a taxa de variação da diferença de fase e a detecção harmônica de tensão no PAC.

Também foram apresentados os métodos ativos, que aprimoram a detecção da interrupção da rede, reduzindo a ZND, a partir da inserção de pequenas distorções nos parâmetros de operação do inversor. Esses parâmetros podem ser: a diferença de fase entre a corrente de saída e a tensão do PAC e a forma de onda da corrente de saída e a distorção harmônica de corrente. Os métodos analisados foram: AFD, AFD Melhorado, AFD proposto por (CHEN et al., 2013), AFDPF e AFDPCF. Além disso, o trabalho propôs uma nova solução de detecção baseada na inserção de uma realimentação positiva de frequência no método proposto por (CHEN et al., 2013). A realimentação positiva aperfeiçoa o desenvolvimento do método ao fornecer-lhe a característica da bidirecionalidade e a eliminação da ZND para um dado intervalo de fatores de qualidade no plano $C_{norm} \times Q_f$.

Por fim, os capítulos quatro e cinco trataram, respectivamente, da implementação computacional e experimental de um inversor conectado à rede que alimenta uma carga RLC. O inversor utilizado tem potência de saída de 1000 W, topologia em ponte-completa, filtro LCL na saída e frequência de chaveamento de 10 kHz. O sistema de controle, por sua vez, é composto por uma malha PLL do tipo SOGI, método de anti-ilhamento passivo (detecção de sub e sobre frequência), controlador de corrente do tipo PR com compensadores harmônicos de 3ª, 5ª e 7ª ordens, estratégia *FeedForward* e modulação SPWM unipolar. O chaveamento é marcado por um tempo morto de 3,37 μ s para evitar curto-circuito entre os braços do equipamento inversor. A carga RLC por sua vez, foi parametrizada seguindo as recomendações dos textos normativos estudados. Assim, o parâmetro R foi dimensionado para drenar toda potência ativa advinda do SGD e o par LC para ressonar na frequência nominal da rede para um fator de qualidade $Q_f = 1$.

É importante observar que o método passivo utilizado se limita a receber valores de frequência calculados pelo PLL SOGI e realizar o envio de um sinal de desligamento para o inversor caso seja verificada uma anomalia nos valores de frequência por um determinado tempo. Dessa forma, os ensaios foram realizados através da inserção de métodos ativos de anti-ilhamento que distorcem a forma de onda da referência de corrente fornecida pelo PLL. Os métodos ativos comparados foram: AFD, AFD proposto por (CHEN et al., 2013), AFDPF, AFDPCF e o método proposto por este trabalho. Os critérios de comparação da atuação dos mesmos são: ZND, DHT inserida na corrente de saída do inversor e tempo de detecção. O primeiro critério é qualitativo e obtido por vias analíticas. Os demais são derivados dos ensaios realizados. Convencionou-se adotar a ZND como critério de hierarquização dos métodos,

considerando aqueles que são capazes de reduzir a ZND são considerados superiores aos que apresentam ZND para todo universo de Q_f .

Os resultados computacionais obtidos demonstram que, para o primeiro grupo hierárquico de PAIs, o método proposto por (CHEN et al., 2013) demonstrou atuação bastante superior ao método AFD clássico, sendo responsável por uma DHT de corrente de 2,93 % em comparação com os 5,54 %. Em relação ao segundo grupo de estratégias, verificou-se que os métodos AFDPF e o método proposto por este trabalho obtiveram resultados muito próximos de DHT, enquanto o método AFDPCF obteve resultado de DHT de corrente levemente maior.

Para o teste de tempo de detecção, as PAIs analisadas foram testadas em três condições de carga: $C_{norm} = 0,95$, $C_{norm} = 1$ e $C_{norm} = 1,05$. Em relação ao primeiro grupo hierárquico, os tempos de detecção obtidos demonstraram que, para todas as condições, os tempos de detecção da estratégia proposta por (CHEN et al., 2013) são consideravelmente menores do que aqueles obtidos pelo AFD. É necessário ressaltar ainda que o método AFD foi parametrizado para obter a máximo DHT de corrente permitida pelas normas estudadas, enquanto a solução proposta por (CHEN et al., 2013) foi parametrizada para obtenção da DHT de corrente próximo dos métodos do segundo grupo hierárquico. Além disso, é necessário ressaltar que o AFD atingiu a ZND para a condição em que $C_{norm} = 1,05$. Para os métodos do segundo grupo hierárquico, foi possível concluir que os tempos de atuação do método proposto foram menores para as três contingências de cargas. Além disso, verificou-se que os tempos de detecção variam muito para o método AFDPCF e são amplamente dependentes do valor de c_f no instante do ilhamento.

Os resultados experimentais, por sua vez, mostraram que o método proposto por (CHEN et al., 2013) apresentou resultados de DHT de corrente qualitativamente superiores em comparação como os do AFD clássico. É importante observar ainda que o AFD extrapolou o limite normativo de DHT de corrente (totalizando 6,07%) e o limite individual harmônico de terceira ordem (4,13%). Em relação aos resultados do segundo grupo hierárquico, verificou-se que o método proposto obteve o melhor resultado de DHT de corrente experimental, seguido pelo AFDPF e pelo AFDPCF.

Em relação aos resultados de tempo de detecção, o primeiro grupo de estratégias ativas mantiveram a mesma tendência dos resultados de simulação. Isso significa que para todas as condições, o método proposto por (CHEN et al., 2013) alcançou melhores resultados para todos os ensaios e o método AFD não detectou a interrupção da rede em $C_{norm} = 1,05$. Para as

demais soluções, através do método proposto obtiveram-se os melhores resultados para todos os testes, enquanto o método AFDPCF obteve os piores resultados de detecção. Foram verificadas algumas diferenças entre os resultados computacionais e experimentais, o que pode ser explicado pela não idealidade dos componentes RLC verificados no ambiente real e inexistentes na plataforma computacional.

6.2 Propostas para Trabalhos Futuros

Em trabalhos futuros, os estudos concentrar-se-ão na análise do desempenho de métodos ativos em situações com mais de um inversor conectado ao PAC. Especial atenção deverá ser dispensada ao método proposto por (CHEN et al., 2013) e o método proposto por este trabalho, uma vez que não existem estudos de ilhamento no caso com múltiplos inversores para os mesmos. Além disso, serão analisados métodos parametrizados por algoritmos de inteligência artificial.

6.3 Publicações correlatas a esse trabalho

O trabalho proposto resultou nas seguintes publicações em Congressos Nacionais e Internacionais.

-ISGT 2019: Resende, Ê. C.; Melo, F. C.; de Lima G. B.; de Freitas L. C. G., **Computational Implementation of Different Anti-Islanding Techniques Based on Frequency Drift for Distributed Generation Systems.** In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brasil, 2019.

Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895430> >

- COBEP/SPEC 2019: Resende, Ê. C.; Carvalho H. T. M.; Melo, F. C.; Coelho E. A. A.; de Lima G. B.; de Freitas L. C. G., **A Performance Analysis of Active Anti-Islanding Methods Based on Frequency Drift.** In: 2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), Santos, Brasil, 2019.

Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/COBEP/SPEC44138.2019.9065377> >

-CEEL 2019: Resende, Ê. C.; Souza, M. E.T.; de Lima G. B.; de Freitas L. C. G., **Estudo de Técnicas Convencionais e Aperfeiçoadas de PLL para Sistemas Monofásicos e**

Trifásicos. In: XVII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica (CEEL), Uberlândia, Brasil, 2019.

-ISGT 2019: Souza, M. E.T.; Resende, Ê. C.; Melo, F. C.; de Lima G. B.; de Freitas L. C. G., **Computational Implementation and Comparative Analysis of Phase-Locked Loop (PLL) Methods Under Different Power Quality Disturbances.** In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brasil, 2019.

Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8894920> >

Referências Bibliográficas

ABOKHALIL, A. G., AWAN, A. B., AL-QAWASMI, A. R. **Comparative Study of Passive and Active Islanding Detection Methods for PV Grid-Connected Systems**, Sustenability, vol. 10, 2018. Disponível em: < <https://doi.org/10.3390/su10061798> >

ACKERMANN, T., ANDERSON, G., SODER, L. **Distributed generation: a Definition**. Electric Power Systems Research, vol. 57, 195-204, 2001. Disponível em: < [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8) >

AHMAD, K.N.E.K et al., **An effective passive islanding detection method for PV single-phase grid-connected inverter**. Solar Energy, vol. 97, pp. 155-167, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.08.011>>

AL HOSANI, M., QU, Z., & ZEINELDIN, H. H. **Scheduled Perturbation to Reduce Non detection Zone for Low Gain Sandia Frequency Shift Method**. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 6(6), p. 3095-3103, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2423554>>

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, 2016 Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/prodist> > Acesso em: 19 março 2020

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015, 2015. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>> Acesso em: 19 de março de 2020.

ARGUENCE, O., et al. **Non-detection zone of an anti-islanding protection with rate of change of frequency threshold**. CIRED - Open Access Proceedings Journal, 1338-1341, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0352>>

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição**. ABNT. Rio de Janeiro. 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 62116: Procedimentos de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. ABNT. Rio de Janeiro. 2012.

BHADORIA, V. S., PAL, N. S., SHRIVASTAVA, V. **A Review on Distributed Generation Definitions and DG Impacts on Distribution System**. 2013 Conference on Advanced Computing and Communication Technologies, v. 7, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.13140/RG.2.1.4439.4328> >

BLAABJERG, F. et al., **Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, no. 5, p. 1398-1409, Oct. 2006. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TIE.2006.881997>>

BOWER, W.; ROPP, M. **Evaluation of islanding detection methods for utility-interactive inverters in photovoltaic systems**. Sandia Report SAND 2002-3591. Disponível em: <<https://doi.org/10.2172/806700>> Acesso em: 03 fev. 2020.

BP. **Statistical Review of World Energy**, 2019. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>> Acesso em: 19 março de 2020.

BRITO M. A. G. et al., **Estratégias de anti-ilhamento aplicadas a sistemas de geração distribuída fotovoltaica**. Eletrônica de Potência, vol. 23, n. 2, p. 226-234, abr./jun. 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.18618/REP.2018.2.2773>>

CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A. **Manual de Distribuição. Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição CEMIG D - Conexão em Baixa Tensão**, 2019. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20T%C3%A9cnicas/ND.5.30.pdf>>. Acesso em: 20 Março 2020.

CHA, H., VU, T., KIM, J. **Design and control of Proportional-Resonant controller based Photovoltaic power conditioning system**. 2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, San Jose, CA, pp. 2198-2205, 2009. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/ECCE.2009.5316374>>

CHEN, W. et al., **An improved active frequency drift islanding detection method with lower total harmonic distortion**. 2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Denver, CO, pp. 5248-5252, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/ECCE.2013.6647411>>

CIOBOTARU, M., TEODORESCU, R., & BLAABJERG, F. **A New Single-Phase PLL Structure Based on Second Order Generalized Integrator**. 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference. Jeju, pp. 1-6, 2006. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/PESC.2006.1711988>>

CIOBOTARU, M.; AGELIDIS, V.; M., TEODORESCU, **Accurate and less-disturbing active anti-islanding method based on PLL for grid-connected PV Inverters**. 2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference, Rhodes, p. 4569-4576, 2008. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2040088>>

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**, 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>> Acesso em: 19 de março 2020.

ESTEBANEZ, E. J., et al., **An overview of anti-islanding detection algorithms in photovoltaic systems in case of multiple current-controlled inverters**. 2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics, Porto, p. 4555-4560, 2009. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/IECON.2009.5414870>>

GIL, H. A., JOOS, G., **Models for Quantifying the Economic Benefits of Distributed Generation**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 23, n. 2, p. 327-335, 2008. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.920718>>

GUERRERO-RODRIGUÉZ, N. F., REY-BOUÉ, A. B. **Adaptive-frequency Resonant Harmonic-Compensator structure for a 3-phase grid-connected photovoltaic system**. Energy Conversion and Management, 87, 328-337, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.07.004>>

GUPTA, P.; BHATIA, R. S.; JAIN, D. K., **Active ROCOF Relay for Islanding Detection**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 32(1), p. 420-429, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2540723>>

HATATA, A., RABOH, A. EI-H., SEDHOM, B., **A Review of Anti-islanding Protection Methods for Renewable Distributed Generation Systems**. Journal of Electrical Engineering. 16, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.02.011>>

HONG, Y., HUANG, W., **Investigation of Frequency drift methods of Islanding Detection with multiple PV inverters**. 2014 International Power Electronics and Application Conference and Exposition, Shanghai, pp. 429-434, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/PEAC.2014.7037894>>

IEEE. IEEE Std 1547: **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. IEEE. [S.l.], p. 1-16. 2003. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2003.94285>>

IEEE. IEEE Std. 929: **Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**. IEEE. [S.l.]. 2000. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2000.91304>>

IEEE. **Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations**. IEEE C37.2-2008. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4639522?tp=&arnumber=4639522&queryText=IEEE%20Std%20C37.2%E2%84%A2-2008>>. Acesso em: 03 de fev. de 2020.

IRENA, **Renewable Power Generation Costs in 2018**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019a.

IRENA, **Renewable Energy and Jobs: Annual Review**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019b.

ISA, A. I. M.; MOHAMAD, H.; YASIN, Z. M., **Evaluation on non-detection zone of passive islanding detection techniques for synchronous distributed generation**. 2015 IEEE Symposium on Computer Applications & Industrial Electronics (ISCAIE), Langkawi, pp. 100-104, 2015.

Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/ISCAIE.2015.7298336> >

JANG, S. I., KIM, K. H., **An Islanding Detection Method for Distributed Generations Using Voltage Unbalance and Total Harmonic Distortion of Current**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 19(2), p. 745-752, 2004. Disponível em: <

<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.822964> >

JUNG, Y. et al., **A Novel Active Frequency Drift Method of Islanding Prevention for the grid-connected Photovoltaic Inverter**. 2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference, Recife, pp. 1915-1921, 2005. Disponível em: <

<https://doi.org/10.1109/PESC.2005.1581893> >

KHAYAMY, M., OJO, O., SOTA, E. **A comprehensive study of autonomous PV system with battery storage providing power for a general AC load**. 2014 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC 2014, Fort Worth, TX, p. 699-706, 2014.

Disponível em: <

<https://doi.org/10.1109/APEC.2014.6803384> >

KHODAPARA-STAN, M., et al. **A Novel Hybrid Islanding Detection Method for Inverter-Based DGs Using SFS and ROCOF**. IEEE Transactions on Power Delivery, 32(5), 2162-2170, 2017. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2015.2406577> >

KIM, M.S et al., **Comprehensive Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation Systems**. Energies - Open Access Journal, v. 12. 837, 2019. Disponível em: <

<https://doi.org/10.3390/en12050837> >

KULKARNI, N. K; KHEDKAR M., **Performance Study of OUV, OUF and THD Passive Islanding Detection Methods for Single and Multiple Inverter based DGs and PCCs**.

2019 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT), Vellore, India, p. 1-7, 2019. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/i-PACT44901.2019.8959952> >

LIRA, M. A. T. et al . **Contribuição dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica para a Redução de CO2 no Estado do Ceará**. Rev. bras. meteorol., São Paulo , v. 34, n. 3, p. 389-397, Sept. 2019. Disponível em: < <https://doi.org/10.1590/0102-7786343046>

>

LIU, F., KANG, Y., DUAN, S., **Analysis and optimization of active frequency drift islanding detection method**. APEC 07 - Twenty Second Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, USA, p. 1379-1384, 2007. Disponível em: <

<https://doi.org/10.1109/APEX.2007.357696> >

LOPES, L. A. C., SUN, H., **Performance assessment of active frequency drifting islanding detection methods**. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 21, n. 1, March 2006. p. 171-180. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/TEC.2005.859981> >

LOPES, L. A.C.; SUN, H., **Performance assessment of active frequency drifting islanding detection methods**. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, no. 1, pp. 171-180, March 2006. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/TEC.2005.859981> >

MANGO, F. et al., **Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems. Part I: Passive Methods**. 2006 12th International Power Electronics and Motion Control Conference, Portoroz, pp. 1878-1883, 2006a. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/EPEPEMC.2006.283133> >

MANGO, F. et al., **Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems. Part II: Active Methods**. 2006 12th International Power Electronics and Motion Control Conference, Portoroz, pp. 1878-1883, 2006b. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/EPEPEMC.2006.283133> >

MELO, F. C. **Projeto e desenvolvimento de um novo inversor solar de estágio único sem transformador adequado para aplicações de baixa potência**. 2017. 150 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2017. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.14393/ufu.te.2017.11> >

MERINO, J et al. **Islanding detection in microgrids using harmonic signatures**. IEEE Trans. Power Deliv, v.30, p. 2102-2109, 2015. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2383412> >

MESSENGER, R.; ABTAHI, A. **Photovoltaic System Engineering**. 4.ed: Boca Raton: CRC Press, 2017.

MI, Z.; WANG, F., **Power Equations and Non-Detection Zone of Passive Islanding Detection and Protection Method for Grid Connected Photovoltaic Generation System**. 2009 Pacific-Asia Conference on Circuits, Communications and Systems, Chengdu, p. 360-363, 2009. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/PACCS.2009.167> >

MIELKE et al., **Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing, and Conversion, A review of the literature for estimates of water intensity of energy-resource extraction, processing to fuels, and conversion to electricity**. Energy Technology Innovation Policy Discussion Paper No. 2010- 15, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, Harvard University, 2010.

MMA. **Efeito Estufa e Aquecimento Global**, 2016. Disponível em: <<https://www.mma.gov.br/clima/energia/item/195-efeito-estufa-e-aquecimento-global.html>>. Acesso em: 19 de março 2020.

MOHAPATRA, A., NAYAK, B., DAS, P., MOHANTY, K. B. **A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 80, 854-867, 2017. Disponível em: < <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.083> >

NOOR, F., ARUMUGAM, R., VAZIRI, M. Y., **Unintentional islanding and comparison of prevention techniques**. Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium, 2005, pp. 90-96. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/NAPS.2005.1560507> >

NREL. **A Review of Operational Water Consumption and Withdrawal Factors for Electricity Generating Technologies**, 2011. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/50900.pdf>> Acesso em 20 de fev. de 2020.

RAI, A., BHOMIKA, A., SINGH S., DWIVED, C. K. **A Review of Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic System**. International Journal of Engineering Research, v. 05(06), p. 539-545, 2016. Disponível em: < <https://doi.org/10.17950/ijer/v5s6/625> >

RESENDE, Ê. C. et al., **Computational Implementation of Different Anti-Islanding Techniques Based on Frequency Drift for Distributed Generation Systems**. 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brazil, pp. 1-6, 2019a. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895430> >

RESENDE, Ê. C. et al., **A Performance Analysis of Active Anti-Islanding Methods Based on Frequency Drift**. 2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), Santos, Brazil, 2019b, pp. 1-6. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/COBEP/SPEC44138.2019.9065377> >

RODRIGUEZ, N. F. G., BOUÉ, A. B. R. **Adaptive-frequency Resonant Harmonic-Compensator structure for a 3-phase grid-connected photovoltaic system**. Energy Conversion and Management, v. 87, p. 328-337, 2014. Disponível em: < <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.07.004> >

ROPP, M. E et al., **Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and non detection zones**. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 15, n. 3, p. 290-296, 2000. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/60.875495> >

ROPP, M. E., BEGOVIC, M., ROHATGI, A. **Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention**. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 14(3), p. 810-816, 1999. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/60.790956> >

SAMUI, A.; SAMANTARAY, S. R., **Assessment of ROCPAD Relay for Islanding Detection in Distributed Generation**. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 2(2), p. 391-398, 2011. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2125804> >

SEVERO, L. **Estudo e implementação de métodos de proteção de anti-ilhamento aplicados a sistemas fotovoltaicos**. Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Dissertação de Mestrado. [S.l.]. 2011. Disponível em: < <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/95161> >

SILVA, H.T., **Estudo sobre a interação de métodos de anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores**. Universidade de Campinas (Unicamp), Dissertação de Mestrado. [S.l.]. 2016. Disponível em: < <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-28062016-151006/publico/HumbertoTrindadedeSilvaCorr16.pdf> >

SOUZA, M. E. T., et al., **Computational Implementation and Comparative Analysis of Phase-Locked Loop (PLL) Methods Under Different Power Quality Disturbances**. 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brazil, p. 1-6, 2019. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8894920> >

STATISTA. **Leading countries in installed renewable energy capacity worldwide in 2019**, 2019. Disponível em: < <https://www.statista.com/statistics/267233/renewable-energy-capacity-worldwide-by-country/> > Acesso em: 19 março 2020.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P, **Grid Synchronization in Single-Phase Power Converters. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**, New York: Wiley-IEEE Press, pp.106-122, 2011. Disponível em:<<https://doi.org/10.1002/9780470667057>>

URJA. **What Is A Hybrid Solar System**, 2018. Disponível em: <<http://urjaglobal.in/what-is-a-hybrid-solar-system.php>> Acesso em: 19 março 2020

WANG, X., FREITAS, W. **Impact of Positive-Feedback Anti-Islanding Methods on Small-Signal Stability of Inverter-Based Distributed Generation**. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 23(3), p. 923-931, 2008. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/TEC.2008.926066> >

XIAO, W. et al., **Overview of maximum power point tracking technologies for photovoltaic power systems**. IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Melbourne, VIC, p. 3900-3905, 2011. Disponível em: < <https://doi.org/10.1109/IECON.2011.6119946> >