

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Gustavo Marchesan

**DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO SÍNCRONA
DISTRIBUÍDA**

Santa Maria, RS

2016

Gustavo Marchesan

**DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM
GERAÇÃO SÍNCRONA DISTRIBUÍDA**

Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Ghendy Cardoso Jr.
Coorientador: Prof. Dr. Lenois Mariotto

**Santa Maria, RS, Brasil.
2016**

Marchesan, Gustavo

Detecção de ilhamento em sistemas de distribuição com
geração síncrona distribuída / Gustavo Marchesan.-2016.
129 p.; 30cm

Orientador: Ghendy Cardoso Jr.

Coorientador: Lenois Mariotto

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2016

1. Métodos de Detecção de ilhamento 2. Ilhamento não
intencional 3. Oscilação de Frequência 4. Geração
Distribuída 5. Proteção Passiva I. Cardoso Jr., Ghendy II.
Mariotto, Lenois III. Título.

© 2016

Todos os direitos autorais reservados a Gustavo Marchesan. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita com autorização por escrito do autor.


End.: Rua Silvino Jacob Zimmermann, 310, apartamento 408, Santa Maria, RS, 97105-380.
Fone: 55 99072819; E-mail: gutomarchesan@gmail.com.

Gustavo Marchesan

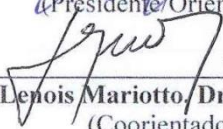
**DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM
GERAÇÃO SÍNCRONA DISTRIBUÍDA**

Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

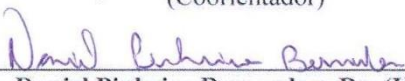
Aprovado em 26 de fevereiro de 2016:




Ghendy Cardoso Junior, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)



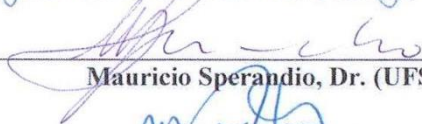
Denois Mariotto, Dr. (UFSM)
(Coorientador)



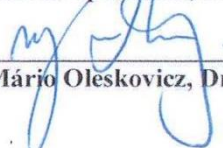
Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)



José Carlos de Melo Vieira Junior, Dr. (USP)



Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)



Mário Oleskovicz, Dr. (USP)

Santa Maria, RS, Brasil.
2016

AGRADECIMENTOS

Inicialmente gostaria de agradecer a Deus pela vida, e a todas as pessoas e instituições que de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho.

Aos professores Ghendy Cardoso Júnior e Lenois Mariotto pela confiança em mim depositada, pela amizade, incentivo e orientação.

A minha esposa Carla pelo apoio, carinho e companheirismo em todos os momentos da construção desta tese.

Aos meus pais Livino e Ivone por primarem por minha educação me apoiando incondicionalmente.

Ao meu irmão Diego pela amizade e por acreditar em minha capacidade.

Aos professores Daniel Pinheiro Bernardon, José Carlos de Melo Vieira Junior, Mauricio Sperandio e Mário Oleskovicz, membros da comissão examinadora pelas valiosas contribuições. Ao professor Natanael Rodrigues Gomes, membro da comissão examinadora do exame de qualificação por suas valiosas contribuições.

Aos meus colegas do Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência, e do Laboratório de Análise e Proteção de Sistemas de Potência pela agradável convivência durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao colega Matias Rossato Muraro pelas agradáveis discussões e suas contribuições a respeito de detecção de ilhamento. Ao acadêmico do curso de engenharia elétrica Adolfo Von Ende Côrtes pelo auxílio nas simulações.

Aos meus colegas do Centro de Artes e Letras, por me incentivarem a conquistar este título.

Aos professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e do Centro de Tecnologia pela prestatividade sempre demonstradas.

A todos meus familiares e amigos que torceram por mim.

RESUMO

DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO SÍNCRONA DISTRIBUÍDA

AUTOR: Gustavo Marchesan

ORIENTADOR: Ghendy Cardoso Jr., Dr. Eng.

COORIENTADOR: Lenois Mariotto, Dr. Eng.

Atualmente, devido ao aumento das fontes de energia renováveis, a Geração Distribuída (GD) assumiu um papel importante nos sistemas de distribuição e subtransmissão. No entanto, condições anormais de operação podem fazer com que a GD seja desconectada do sistema principal e permaneça conectada a uma parte menor do sistema, alimentando apenas suas cargas locais. Esta condição de operação é conhecida como ilhamento não intencional da GD. Existem diversas técnicas de detecção de ilhamento, porém, estas podem falhar em determinadas situações como em casos de baixo desbalanço de potência. Este trabalho apresenta três novas técnicas para detecção de ilhamento de gerações distribuídas com geradores síncronos, as quais apresentam melhores desempenhos que as técnicas tradicionais. A primeira metodologia proposta utiliza a Morfologia Matemática (MM) e visa atenuar as oscilações de frequência causadas por curtos-circuitos e comutação de carga. A MM reduz as oscilações e desta forma permite a redução dos limiares de detecção. Com limiares menores é possível detectar desbalanços de potência menores e em um tempo muito menor. A segunda técnica utiliza a Estimativa da Frequência de Oscilação (EFO) e busca distinguir ilhamentos de outros eventos que podem ocorrer no sistema de distribuição. Nesse caso, o algoritmo de detecção de ilhamento utiliza uma pequena janela de tempo para estimar a frequência de oscilação. Assim, obtém uma resposta mais rápida do que os métodos até então existentes, que estimam o amortecimento e a frequência de oscilação. O terceiro visa reconhecer a forma da frequência através de um algoritmo de reconhecimento de padrão. O algoritmo utiliza decomposição em valores singulares e análise linear discriminante para promover a classificação dos eventos. Os desempenhos dos algoritmos foram avaliados com base em diversos cenários de geração e de carga, incluindo curtos-circuitos, chaveamentos de carga e de banco de capacitores, saída de GD e ilhamento. Os métodos propostos foram comparados com os algoritmos de detecção de ilhamentos comumente utilizados, ou seja, a Taxa de Variação da Frequência e Sub/Sobrefrequência. Os métodos propostos se mostraram confiáveis uma vez que não operam para a maioria dos eventos que não se caracterizam como ilhamentos. Dentre as metodologias testadas, o método da estimativa da frequência de oscilação é o que apresentou melhor desempenho. Seu tempo de detecção é menor que 40ms e sua Zona de Não Detecção (ZND) é inferior a faixa situada entre +3,2% e -1,6% da potência nominal da GD. A simplicidade matemática da EFO favorece sua implementação prática, e os resultados mostram um desempenho bem superior quando comparado a outras técnicas já implementadas.

Palavras-chave: Métodos de Detecção de ilhamento. Ilhamento não intencional. Oscilação de Frequência. Geração Distribuída. Proteção Passiva.

ABSTRACT

ISLANDING DETECTION IN ELECTRIC DISTRIBUTION SYSTEM WITH SYNCHRONOUS DISTRIBUTED GENERATION

AUTHOR: Gustavo Marchesan

ADVISORS:

Ghendy Cardoso Jr., Dr. Eng.

Lenois Mariotto, Dr. Eng.

Nowadays due to the increase of renewable energy sources, Distributed Generations (DGs) assumed an important role in distribution and sub transmission systems. However, abnormal operating conditions of the distribution system may cause that the DG remains isolated from the main system and connected to part of distribution system feeding its local loads. This operating condition is known as DG islanding. There are many island detection techniques however they can fail in some situation, such as in cases of low power unbalance. This work aims to present three new passive island detection technique for synchronous Distributed Generation that has better performance than the traditional one. The first technique aims to attenuates the oscillations caused in the frequency by short circuits and load switching using Mathematical Morphology. The MM reduces frequency oscillations, and in this way it allows to reduce the thresholds. With smaller thresholds is possible the detection of small power mismatch and in a much smaller time. The second technique is based on Frequency Oscillation Estimation in order to distinguish the islanding from other events that may occur in distribution systems. This island detection algorithm uses a small time window to estimate the oscillation frequency, obtaining faster responses than the existing methods which use larger windows to estimate the damping and frequency of oscillation. The third method aims to recognize de frequency shape through a pattern recognition algorithm. The algorithm uses singular value decomposition and linear discrimination analysis to classify the events. The algorithms performances have been tested considering several generation and load scenarios including short circuits, load and capacitor switching, DG outage and islanding. The proposed methods were compared with the island detection method commonly used, i.e. Rate of Change of Frequency and Under / Overfrequency. The proposed methods are reliable since they do not trip for the most of non-islanding event. Among the tested methodologies, the method of the Frequency Oscillation Estimation has the best performance. Its detection time is less than 40ms and it Non Detection Zone is smallest than the range between + 3.2% and -1.6% of the GD rated power. The mathematical simplicity of EFO is adequate for practical relay implementation and the results show that EFO performs better than the other techniques.

Keywords: Islanding detection methods, non-intentional islanding, Frequency Oscillation, Distributed Generation, Passive Protection

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Classificação dos métodos de detecção de ilhamento.....	17
Figura 2.1 – Exemplo de descoordenação causada pela falha na proteção anti-ilhamento.....	25
Figura 2.2 – Método ROCOF supervisionado.....	27
Figura 3.1 – Comportamento da frequência durante:.....	51
Figura 3.2 – A transformada Morfológica de um sinal de curto-circuito seguido de ilhamento.	55
Figura 3.3 – Algoritmo proposto para detecção de ilhamento fundamentado em MM.....	56
Figura 3.4 – Desempenho do método de detecção de ilhamento proposto em um caso de curto-circuito seguido de ilhamento.	57
Figura 3.5 – Elemento Estruturante.....	58
Figura 3.6 – Algoritmo de detecção de ilhamento fundamentado na estimativa da frequência de oscilação.....	64
Figura 3.7 – Comportamento do algoritmo proposto durante a comutação de um grande bloco de carga.....	66
Figura 3.8 – Comportamento do algoritmo proposto durante ilhamento.	66
Figura 3.9 – Desvio de frequência em transitórios com geradores não ilhados.	73
Figura 3.10 – Desvios de frequência decorrentes de ilhamentos de GDs.	74
Figura 3.11 – Bases decompostas pela DVS, colunas de U , vetores singulares á esquerda u	75
Figura 3.12 – Diagonal principal de Σ	76
Figura 3.13 – Elementos de V	77
Figura 3.14 – Grupos a serem classificados	78
Figura 3.15 – Processo de classificação (ADL).	79
Figura 3.16 – Algoritmo de detecção de ilhamento por Reconhecimento de Padrão.	82
Figura 4.1 – Sistema teste IEEE 34 barras modificado	89
Figura 4.2 – Ilhamentos testados no sistema teste IEEE 34 barras	92
Figura 4.3 – Tempos de detecção para desbalanços de potência ativa.....	94
Figura 4.4 – Tempos de detecção para desbalanços de potência reativa.....	95
Figura 4.5 – Zona de não detecção.	96
Figura 4.6 – Comportamento da MM durante a saída de carga, caso 1	98
Figura 4.7 – Comportamento de EFO durante saída de carga, caso 1.....	99
Figura 4.8 – Comportamento de RP durante saída de carga, caso 1	100
Figura 4.9 – Curtos-circuitos testados no sistema teste IEEE 34 barras	101
Figura 4.10 – Comportamento da MM durante curto-circuito trifásico, caso 3.....	106
Figura 4.11 – Comportamento da EFO durante curto-circuito trifásico, caso 3.	106
Figura 4.12 – Comportamento da RP durante curto-circuito trifásico, caso 3.	107
Figura 4.13 – Comportamento da EFO durante curto-circuito bifásico, caso 8.....	109
Figura 4.14 – Comportamento da EFO durante curto-circuito bifásico, caso 24.....	110
Figura 4.15 – Comportamento da RP durante curto-circuito bifásico, caso 8.....	111
Figura 4.16 – Comportamento da RP durante curto-circuito bifásico, caso 24.....	111
Figura 4.17 – Curtos-circuitos seguidos de ilhamentos testados no sistema teste IEEE 34 barras	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Métodos de detecção deilhamento.....	41
Tabela 4.1 – Ajustes dos métodos fundamentados de referência.....	87
Tabela 4.2 – Dados do Transformador.....	88
Tabela 4.3 – Dados do Gerador.....	90
Tabela 4.4 – Parâmetros do sistema de controle de tensão.....	90
Tabela 4.5 – Parâmetros do sistema de controle de frequência.....	91
Tabela 4.6 – Condições do sistema durante ilhamentos.....	93
Tabela 4.7 – Tempos de detecção de ilhamentos.....	93
Tabela 4.8 – Desbalanços de potência ativa e reativa.....	94
Tabela 4.9 – Condições do sistema durante saída de carga.....	97
Tabela 4.10 – Detecção de ilhamento durante saída de carga.....	98
Tabela 4.11 – Condições do sistema durante curtos-circuitos temporários (350 ms).....	102
Tabela 4.12 – Detecção de ilhamento durante curto-circuito monofásico.....	103
Tabela 4.13 – Detecção de ilhamentos durante curtos-circuitos Trifásicos.....	105
Tabela 4.14 – Detecção de ilhamentos durante curtos-circuitos bifásicos.....	108
Tabela 4.15 – Condições do sistema durante curtos-circuitos monofásicos temporários seguidos de ilhamentos (350 ms).....	112
Tabela 4.16 – Detecção de ilhamentos durante curtos-circuitos monofásicos temporários seguidos de ilhamento.....	114
Tabela 4.17 – Condições do sistema durante a abertura de banco de capacitores.....	115
Tabela 4.18 – Condições do sistema durante a desconexão de geradores vizinhos.....	115
Tabela 4.19 – Detecção de ilhamentos durante a desconexão de geradores vizinhos.....	116
Tabela 4.20 – Comparativo entre os métodos.....	116

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADL	Análise Discriminante Linear
AFD	<i>Active Frequency Drift</i>
CC	Curto-Circuito
DVS	Decomposição em Valores Singulares
EE	Elemento Estruturante
EFO	Estimação da Frequência de Oscilação
MM	Morfologia Matemática
PLCC	<i>Power Line Carrier Communication</i>
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PMUs	<i>Phasor Measurement Units</i>
ROCOF	<i>Rate OF Change Of Frequency</i>
RP	Reconhecimento de Padrão
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SFS	<i>Sandia Frequency Shift</i>
SMS	<i>Slip-Mode Frequency Shift</i>
TF	Transformada de Fourier
TDH	Taxa de Distorção Harmônica
TK	Tufts–Kumaresan
ZND	Zona de Não Detecção
81O/U	Método de detecção de ilhamento de sub/sobrefrequência
81R1	Método de detecção de ilhamento da Taxa de Variação de Frequência, Ajuste 1
81R2	Método de detecção de ilhamento da Taxa de Variação de Frequência, Ajuste 2
81R3	Método de detecção de ilhamento da Taxa de Variação de Frequência, Ajuste 3
81R4	Método de detecção de ilhamento da Taxa de Variação de Frequência, Ajuste 4

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Considerações gerais.....	13
1.2	Motivação	14
1.3	Objetivos	15
1.3.1	Objetivo Geral	15
1.3.2	Objetivos Específicos	15
1.4	Contribuições da tese	16
1.5	Estado da arte	16
1.6	Estrutura do trabalho.....	21
2	DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	23
2.1	Considerações Gerais.....	23
2.2	Impactos da não detecção de ilhamento.....	23
2.3	Impactos da detecção indevida de ilhamento	26
2.4	Técnicas remotas para detecção de ilhamento	26
2.4.1	Transferência Direta de Disparo.....	26
2.4.2	Método passivo supervisionado.....	27
2.4.3	Técnicas baseadas em sistemas SCADA (<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>)	28
2.4.4	Técnicas Baseadas em Sistema PLCC (<i>Power Line Carrier Communication</i>):	28
2.4.5	Técnicas Baseadas em PMUs (<i>Phasor Measurement Units</i>)	29
2.5	Técnicas locais passivas.....	29
2.5.1	Sub/Sobrefrequência.....	29
2.5.2	Sub/Sobretensão	30
2.5.3	Salto Vetorial (<i>Vector Shift</i>)	30
2.5.4	Taxa de variação da frequência (<i>Rate of Change of Frequency</i> , ROCOF)	31
2.5.5	Taxa de variação de frequência sobre variação de potência.....	31
2.5.6	Medição de harmônicos.....	31
2.5.7	Desequilíbrio de tensão	32
2.5.8	Métodos multicriteriais.....	32
2.5.9	Técnicas utilizando a transformada Wavelet e árvores de decisão	33

2.5.10	Máquina de vetores de suporte	33
2.5.11	Lógica Fuzzy e Redes Neurais	34
2.5.12	Técnicas baseadas na frequência de oscilação e no amortecimento dos geradores síncronos.....	34
2.6	Técnicas locais ativas.....	35
2.6.1	Métodos que forçam um desvio de frequência	36
2.6.2	Medição de impedância	37
2.6.3	Deslocamento de tensão	38
2.7	Técnicas locais híbridas	38
2.8	Normas Técnicas.....	39
2.9	Considerações finais	40
	Método passivo supervisionado	41
3	MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO PROPOSTOS	47
3.1	Considerações gerais.....	47
3.2	Dinâmica de Geradores Síncronos Durante Perturbações	48
3.2.1	Transitórios em geradores conectados a um sistema principal.....	48
3.2.2	Transitórios em geradores ilhados.....	50
3.2.3	Considerações sobre a dinâmica de geradores síncronos durante perturbações.....	52
3.3	Método de detecção de ilhamento utilizando Morfologia Matemática (MM).....	52
3.3.1	Morfologia Matemática	53
3.3.2	O algoritmo da MM.....	54
3.3.3	Procedimento de ajuste do método da Morfologia Matemática	57
3.4	Método de detecção de ilhamento baseado na Estimação da Frequência de Oscilação (EFO) 60	
3.4.1	Método de estimação de frequência	61
3.4.2	Algoritmo proposto para a detecção de ilhamento fundamentado na estimação da frequência de oscilação de geradores síncronos.....	64
3.4.3	Procedimento de ajuste do método da estimação da frequência de oscilação....	67
3.5	Método de Reconhecimento de Padrão (RP).....	69
3.5.1	Decomposição em Valores Singulares	70
3.5.2	Análise Discriminante Linear.....	78
3.5.3	O Algoritmo de Reconhecimento de Padrão	81
3.5.4	Ajustes e treinamento do método de Reconhecimento de Padrão.....	83
3.6	Considerações finais	84

4	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	86
4.1	Considerações iniciais.....	86
4.2	Métodos de referências	86
4.3	Sistema teste de distribuição IEEE 34 barras	88
4.4	Ilhamentos.....	91
4.4.1	Tempos de detecção e Zona de Não Detecção (ZND)	93
4.5	Comutações de carga	97
4.6	Curtos-circuitos.....	100
4.6.1	Curtos-circuitos Monofásicos.....	102
4.6.2	Curtos-circuitos trifásicos.....	104
4.6.3	Curtos-circuitos bifásicos	107
4.7	Curtos-circuitos seguidos de ilhamento	112
4.8	Abertura de bancos de capacitores.....	115
4.9	Abertura de geração	115
4.10	Considerações Finais	116
5	CONCLUSÕES.....	120
5.1	Trabalhos futuros	122
5.2	Trabalhos publicados nesta área de pesquisa.....	122
5.2.1	Artigo em periódicos	122
5.2.2	Artigo em congressos	123
	REFERÊNCIAS	125

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A busca por fontes de energia elétrica de menor impacto ambiental tem impulsionado a utilização de gerações de pequeno e médio porte conectadas aos sistemas de distribuição chamadas de Gerações Distribuídas (GDs). O uso das GDs é benéfico para as concessionárias de energia, proprietários de GDs, e consumidores finais, pois melhora a confiabilidade, a qualidade da energia e é economicamente vantajoso (LAGHARI, et al., 2015). Além disso, destaca-se a motivação ambiental, pois centrais eólicas, solar, a biomassa e pequenas centrais hidroelétricas são fontes de energia renováveis. Existem ainda muitas GDs que utilizam fontes de energia convencionais, como por exemplo, geradores a diesel utilizados por consumidores comerciais ou industriais para promover a redução de demanda nos horários de maior consumo.

No entanto, ainda existem questões relevantes sendo estudadas tais como: Alocação ótimas de Geradores Distribuídos (YADAV e SRIVASTAVA, 2014), problemas relativos ao impacto das gerações distribuídas na coordenação dos dispositivos de proteção (GUTIERRES, et al., 2014) e a detecção de ilhamento não intencional como mostra o grande número de publicações recentes citadas neste documento. O ilhamento não intencional deve ser detectado pelos algoritmos de proteção da GD, pois pode causar a deterioração da qualidade de energia, risco de vida as equipes de manutenção, bem como problemas na proteção do sistema de distribuição ilhado. Por outro lado a detecção indevida pode ter como consequência a instabilidade do sistema interligado em casos de grande dependência de GDs, diminuição da qualidade da energia e do fornecimento, bem como a diminuição da confiabilidade do sistema de distribuição e aumento do custo operacional. Por isso, a (ANEEL, 2016) estabelece a detecção de ilhamento como uma função de proteção obrigatória. Assim, a detecção de ilhamento não intencional será abordada neste trabalho.

Neste, capítulo serão apresentadas as motivações do trabalho, destacando os motivos pelos quais estão sendo propostos novos métodos de detecção de ilhamento para geradores síncronos distribuídos. Em seguida são expostos os objetivos e as contribuições da tese. Por fim é apresentado no estado da arte os últimos métodos de detecção de ilhamento propostos.

1.2 MOTIVAÇÃO

A detecção de ilhamento não intencional é uma função de proteção obrigatória para todo o gerador conectado ao sistema interligado nacional (ANEEL, 2016). No entanto, alguns métodos como, por exemplo, os relés de sub/sobrefrequência e taxa de variação de frequência podem não operar ou necessitarem de um grande tempo para a detecção em caso de baixo desbalanço de potência na ilha formada. Conforme será visto na seção 2.8 as normas normalmente exigem que a detecção de ilhamento seja feita em até 2 s depois da sua ocorrência. Entretanto, este tempo pode ser muito longo, pois durante os 2 s pode ocorrer uma grande abertura angular entre a GD e o sistema, aumentando o risco de religamentos fora de sincronismo. A fim de se evitar este problema necessita-se um grande tempo morto de religamento. Além disso, a fim de se evitar a descoordenação dos fusíveis no sistema de distribuição o tempo de operação dos relés anti-ilhamento deve ser menor que o tempo mínimo de fusão das chaves fusíveis.

Outros métodos tais como os que utilizam sistemas de comunicação podem ser economicamente inviáveis. Os que inserem perturbações no sistema de distribuição, podem deteriorar a qualidade da energia elétrica. Desta forma, surge a necessidade do desenvolvimento de metodologias confiáveis e de baixo custo que promovam a proteção anti-ilhamento de gerações distribuídas. Conforme será apresentado no próximo capítulo, muitas das metodologias propostas são específicas para GDs conectadas ao sistema de distribuição por meio de conversores. Algumas destas metodologias, as quais normalmente são ativas, apresentam grandes vantagens, tais como a ausência de ZND e pequenos tempos de detecção. Porém, podem não ser adequadas a geradores síncronos diretamente conectados ao sistema de distribuição.

Em algumas fontes de energia elétrica, tais como, eólica ou solar fotovoltaica não há geradores síncronos conectados diretamente aos sistemas de distribuição. Porém, continuam sendo muito utilizados em fontes de energia abundantes em países como o Brasil, como por exemplo, em pequenas centrais hidroelétricas, centrais termoelétricas a biomassa, e com motores de combustão interna. Portanto, é importante o desenvolvimento de métodos de detecção de ilhamento aplicáveis a geradores síncronos diretamente conectados ao sistema interligado.

A primeira metodologia proposta utiliza morfologia matemática e obteve bons resultados em termos de zona de não detecção, no entanto os tempos de detecção são relativamente grandes. Buscando minimizar estes tempos, é proposto uma segunda

metodologia fundamentada na estimação da frequência de oscilação. Entretanto assim como o primeiro, o segundo método pode operar indevidamente para alguns curtos circuitos trifásicos e bifásicos de baixa impedância. Desta forma, buscou-se em uma terceira metodologia que utiliza um algoritmo de reconhecimento de padrão para diferenciar ilhamentos de curtos-circuitos a redução dos disparos indevidos. O desempenho das metodologias serão comparadas e identificado o melhor método.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

A tese tem como objetivo geral, abordar a detecção de ilhamento não intencional em sistema elétricos com geração distribuída e propor alternativas para a detecção de ilhamento de geradores síncronos. Tem-se como objetivo apresentar três novos métodos de detecção de ilhamento. O primeiro é fundamentado em Morfologia Matemática, o segundo em Estimação da Frequência de Oscilação e terceiro em Reconhecimento de Padrão. Estas metodologias devem ser confiáveis de modo a evitar que as cargas de um sistema de distribuição continuem a serem alimentadas por uma GD quando esta for desconectada do sistema principal. Objetiva-se realizar a avaliação de desempenho dos métodos propostos e comparar com outras metodologias comumente utilizadas. Ao final será apresentada uma hierarquização dos métodos com melhores desempenhos.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analisar o comportamento dos geradores síncronos quando conectados ao sistema principal ou ilhados, através da modelagem matemática e de simulações de transitórios eletromecânicos.
- Propor métodos de detecção de ilhamento aplicáveis a pequenas gerações síncronas que se caracterizem por:
 - Ser confiáveis;
 - Reduzir a Zona de Não Detecção (ZND);
 - Reduzir os disparos indevidos;
 - Reduzir o tempo de detecção;

- Preservar a qualidade da energia elétrica.
- Avaliar qualitativamente e quantitativamente o desempenho dos métodos propostos através de simulações em um sistema teste, destacando suas vantagens e desvantagens.
- Comparar o desempenho das metodologias propostas com outras comumente utilizadas (Relés de taxa de variação de frequência e sub/sobrefrequência) de forma a verificar em que circunstâncias cada método é mais adequado, e por fim elencar os melhores.

1.4 CONTRIBUIÇÕES DA TESE

Conforme será discutido, as metodologias comumente empregadas na detecção de ilhamento (sub/sobrefrequência, taxa de variação e frequência etc.) podem não atuar para baixo desbalanço de potência. Além disso, muitas podem atuar indevidamente durante a ocorrência de curtos-circuitos e comutações de carga. A falha ou a operação indevida de um relé de proteção anti-ilhamento pode implicar em grande prejuízo financeiro, risco de vida e comprometer a integridade das GDs e do sistema de distribuição. Nesse sentido, as principais contribuições da tese estão relacionadas ao desenvolvimento de técnicas que não deterioram a qualidade da energia e visam reduzir a zona de não detecção e o tempo de detecção do ilhamento. Diminuindo a zona de não detecção, diminui-se a probabilidade de ocorrer um ilhamento e este não ser identificado pelos algoritmos de detecção em tempo hábil. Tempos de detecção menores contribuem no sentido de manter a coordenação entre os dispositivos de proteção e evitam o religamento fora de sincronismo.

1.5 ESTADO DA ARTE

Existe um grande número de métodos para a detecção de ilhamento propostos nos últimos anos. Desta forma, nesta seção será priorizada a análise de alguns métodos de detecção de ilhamento propostos no último ano. Os métodos de detecção de ilhamento podem ser classificados em locais ou remotos conforme o uso ou não de comunicação. Conforme a Figura 1.1, os métodos locais podem ser classificados em ativos, passivos e híbridos. Os métodos ativos provocam um distúrbio que é estabilizado pela conexão com o sistema principal. Quando a conexão com o sistema interligado é perdida, o algoritmo percebe a variação dos parâmetros elétricos identificando o ilhamento. Os métodos

passivos, não causam distúrbios no sistema de distribuição, apenas monitoram sua condição. Os métodos híbridos possuem um estágio que utiliza um método passivo e outro que utiliza um método ativo. O método passivo monitora o sistema e na ocorrência de algum transitório o método ativo insere um distúrbio no sistema de distribuição e por fim identifica o ilhamento. Os métodos remotos, locais passivos, ativos e híbridos serão detalhadamente analisados nas seções 2.4, 2.5, 2.6 e 2.7 respectivamente.

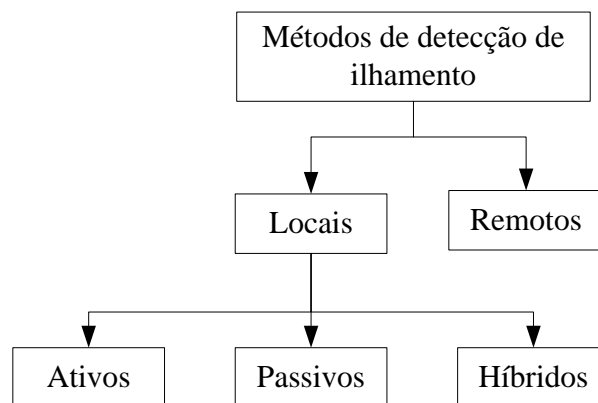


Figura 1.1 – Classificação dos métodos de detecção de ilhamento.

Uma metodologia fundamentada na análise da corrente pelo lado da concessionária através do uso de transformada Wavelet foi proposta por Moghadam, Pourfallah e Lalilzadeh (2015). O método utiliza a transformada Wavelet de quinto nível para diferenciar os eventos. No entanto o sistema teste apresentado pelos autores é bastante simples e somente quatro casos são testados, o que torna difícil avaliar sua eficácia.

Saleh *et al.* (2014) propuseram um método passivo de detecção de ilhamento baseado na análise da assinatura da potência trifásica instantânea da geração distribuída medida no ponto de conexão. A extração das componentes transitórias de alta frequência utilizadas no algoritmo é realizada através da transformada Wavelet Packet, através das componentes de eixo direto e quadratura da potência trifásica. O método é testado para diversos casos, operando corretamente para até 98,5% destes. Os autores destacam que o tempo de detecção da metodologia proposta é menor que 10 ms e que o método apresenta as vantagens de minimizar os impactos sobre a qualidade de energia e a sensibilidade à entrada e saídas de carga. No entanto, a nova metodologia somente é testada para gerações conectadas por inversores.

Uma metodologia híbrida formada pela combinação de dois métodos ativos e um passivo é proposto por (NAMDARI, 2015). O primeiro método ativo corresponde ao salto não linear *Slip Mode Frequency Shift*, e o segundo método ativo é o da variação de frequência por variação de potência reativa. Os métodos ativos forçam a operação instável da GD provocando desvios na frequência. O método passivo de sub/sobrefrequência é utilizado para realizar a detecção do ilhamento. Os autores destacam que a detecção e ilhamento ocorre em torno de 100 ms após a ocorrência do ilhamento, no entanto, somente testaram um pequeno conjunto de sinais não comprovando se existe uma zona de não detecção. Por fim, os autores não apresentam estudos de curtos-circuitos para avaliar o desempenho do método com relação a estes distúrbios.

Um método que se fundamenta na inserção de impedâncias variáveis no lado de baixa tensão da rede foi proposto por Papadimitriou, Kleftakis e Hatziargyriou (2015). A detecção de ilhamento é efetuada por um agente inteligente que monitora as variáveis locais. Segundo os autores, o método não causa deterioração da qualidade da energia e as perdas são desprezíveis uma vez que a impedância inserida é alta. O método avalia o desbalanço de potência entre a GD e a fonte principal no ponto de desconexão e altera a potência da impedância inserida, evitando intercâmbios próximos à zero. A principal desvantagem do método é que no caso de múltiplos disjuntores ou chaves em série, seria necessário monitorar a potência fluindo em cada uma das chaves que poderiam causar o ilhamento.

Um relé fundamentado na estimação de parâmetros de um modelo linear do sistema de distribuição foi proposto por (FAZIO, et al., 2015). A metodologia, chamada de SmartID utiliza o modelo do sistema de distribuição para diferenciar o ilhamento das outras possíveis condições. O relé utiliza um filtro de Kalman que realiza o cálculo dos fasores e um algoritmo de mínimos quadrados recursivo para realizar a estimação dos parâmetros. A avaliação dos resultados foi feita através da implementação em uma rede inteligente localizada em Isernia (Molise, Itália). Os autores destacam a necessidade de pesquisar algoritmos com maior estabilidade numérica. Apesar dos resultados mostrarem a funcionalidade do relé, a zona de não detecção e os tempos de detecção não foram apresentados. Além disso, somente quatro casos foram testados, o que é muito pouco para determinar a eficácia do novo relé. Por fim, os próprios autores destacam que são necessários estudos de desempenho com o relé proposto para as situações de curtos-circuitos, chaveamentos de cargas e bancos de capacitores.

Uma solução para sistemas de distribuição com várias GDs foi proposta por Hosani *et al.* (2015). O método tem como objetivo estimar a rigidez transitória geral do sistema de

distribuição, para diferenciar o sistema antes e depois do ilhamento. A rigidez é estimada através de uma variação na potência ativa gerada e a consequente alteração na frequência. Quando a GD está conectada a rigidez é alta, desta forma uma variação de potência causa pequena variação de frequência. No entanto, quando a GD está ilhada as variações na frequência são maiores para uma mesma perturbação. Cada GD perturba o sistema em diferentes frequências, de modo a evitar interação entre as GDs. Porém, a rigidez do sistema é estimada somente a cada 100 ms o que implica em um tempo de detecção de ao menos 100 ms.

O método conhecido como *Sandia Frequency Shift* (SFS) é um dos métodos ativos mais bem aceitos para GDs quando essas são conectadas à rede através de conversores. No entanto, sua zona de não detecção depende fortemente dos parâmetros de projeto, podendo causar falha na atuação (VAHEDI, et al., 2015). Além disso, caso os parâmetros não estejam bem ajustados, poderá ocorrer uma grande deterioração na qualidade da energia. Nesse sentido, Vahedi, Karrari e Gharehpetian (2015), propuseram um novo algoritmo para a determinação de parâmetros do SFS, utilizando o fator de qualidade da carga e a frequência de ressonância. Com relação aos desafios impostos no sentido de minimizar a ZND, em sistemas multi-GDs, o algoritmo propôs uma nova abordagem que tem como mérito reduzi-la a zero. Além disso, os novos critérios de design tornam o algoritmo mais estável em casos de conversores conectados a redes fracas. Apesar disso, as quantidades de harmônicas inseridas no sistema de distribuição continuam tendo relevância. A metodologia apresentada por Vahedi, Karrari e Gharehpetian (2015) reduz a taxa de distorção harmônica da corrente de em aproximadamente 16% em relação aos critérios de projetos convencionais. No entanto nos casos testados a taxa de distorção harmônica da corrente é de aproximadamente 5%.

Bifaretti *et al.* (2015) propôs um novo algoritmo que utiliza um sistema de laço fechado de fase (do inglês, *Phase Locked Loop*, PLL) juntamente com a taxa de variação de frequência (do inglês, *Rate Of Change Of Frequency*, ROCOF). O sistema PLL utilizado é baseado no filtro de Kalman e estima de forma rápida a aceleração angular, a fase e a frequência. A aceleração angular é então utilizada no algoritmo ROCOF para detectar o ilhamento, sem a necessidade do cálculo explícito da derivada da frequência. As estimativas providas pelo algoritmo PLL também são utilizadas na detecção de ilhamento por Sub/Sobre frequência, *Slip-Mode Frequency Shift* (SMS), e em um algoritmo que junta SMS e ROCOF (SMS-ROCOF). Os algoritmos são testados por meio de simulações e em um protótipo. Todavia, os casos testados totalizaram menos de uma dezena. Dentre os algoritmos propostos,

o SMS-ROCOF foi o único que não falhou em nenhum dos casos testados. No entanto, não foi apresentado o desempenho dos algoritmos perante curtos-circuitos e chaveamentos de carga.

Gupta, Bhatia e Jain (2015) propuseram um método ativo para detecção de ilhamento fundamentado na média do desvio de frequência. A metodologia proposta monitora o desvio de frequência em relação à fundamental. Caso o desvio exceda um limiar, a frequência de referência do conversor é alterada. Por outro lado, caso a frequência se desvie e exceda o segundo limiar o ilhamento é detectado. O algoritmo foi testado para diversos casos e apresentou tempo de detecção de ilhamento máximo de 100 ms, porém ainda não foi avaliado para situações de curto-circuito.

Liu *et al.* (2015) propuseram um método baseado na análise das componentes principais das frequências medidas com unidades de medição fasorial em uma grande área. O método separa as medições de frequência em dois grupos não correlacionados: Um corresponde às frequências durante ilhamento e o outro às frequências durante eventos com a GD conectada ao sistema principal. Ele monitora as frequências de vários pontos do sistema, e em caso de uma anormalidade ele determina se o sistema está ou não ilhado. Os autores aconselham a introdução de uma temporização de 500 ms a fim de evitar desligamentos indevidos, podendo resultar em tempos de detecção total de até 700 ms. O método necessita de comunicação e continua dependente do desbalanço de potência entre o consumo e a geração da porção do sistema elétrico ilhado e apresenta uma zona de não detecção.

Aguiar *et al.* (2015) propuseram um método ativo, fundamentado na lógica Fuzzy que reduz a injeção de distúrbios durante a operação da GD conectada ao sistema principal. A lógica Fuzzy avalia a frequência e adapta os valores de referência de maneira a injetar um distúrbio menor durante a operação conectada da GD e uma interferência maior durante a operação ilhada. O método também avalia a derivada da frequência, e em conjunto com a frequência busca diferenciar os ilhamentos de outros eventos. Por exemplo, em caso de desvio de frequência positivo, com derivada positiva a metodologia entende que deve se tratar de um ilhamento e aumenta o distúrbio injetado. Em caso de um desvio de frequência positivo, e uma derivada negativa, o método entende que este evento não deve se tratar de ilhamento, diminuindo os distúrbios inseridos. Segundo os autores, além da melhoria na qualidade da energia, o método proposto reduz o tempo de detecção para aproximadamente 80% dos tempos das metodologias clássicas. No entanto, técnicas baseadas em lógica Fuzzy dependem da experiência do usuário para sua configuração o que limita sua implementação prática.

Roscoe, Burt e Bright (2014) propuseram um método para detecção de ilhamento de geradores síncronos. A metodologia busca evitar as situações de balanço perfeito entre as gerações e o consumo local. Em caso de intercâmbio de potência ativa e reativa próxima à zero, o método provoca uma pequena alteração na potência reativa produzida eliminando assim o risco de haver zona de não detecção. O método utiliza um ROCOF ajustado em 0,02 Hz/s o que confere tempos de detecção de aproximadamente 0,5 s para desbalanços de potência ativa de 3%. Porém, ajustes tão restritos para o relé ROCOF podem gerar disparos indevidos para curtos-circuitos e chaveamentos de grandes cargas.

Uma técnica de detecção de ilhamento aplicável para gerações distribuídas síncronas ou conectadas por inversor foi proposta por Faqhruldin *et al.* (2014). O método analisa vinte e uma características extraídas do sinal amostrado tais como, tensão, desvio de tensão, frequência, desvio de frequência, taxa de variação da tensão, taxa de variação da frequência, taxa de variação da potência entre outros. A técnica proposta utiliza os métodos sequenciais de seleção das variáveis, *Forward Feature Selection* e *Backward Feature Selection*, para determinar as mais relevantes. Os autores identificaram as quatro grandezas como sendo as mais importantes: tensão, frequência, magnitude e fase da componente de sequência negativa da tensão. Por fim a técnica de classificação de florestas aleatórias é utilizada para detectar os ilhamentos. A classificação por florestas aleatórias é a combinação de várias árvores de decisão para proceder à classificação. A metodologia foi testada em mais de 200 casos e suas estatísticas mostraram resultados promissores. Quando as 21 características são utilizadas o método opera corretamente em 100% dos casos e apresenta um tempo de detecção de 370 ms. Quando apenas as 4 características principais são utilizados o método opera corretamente para 98% dos casos envolvendo geradores síncronos diretamente conectados e GD conectada por inversor, porém o tempo de detecção melhora e fica em 180 ms.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 1 apresenta a introdução do problema tratado neste documento e aborda os objetivos, as motivações e as contribuições desta tese. Neste capítulo é feita uma análise das últimas publicações a respeito do tema destacando os seus pontos fortes e fracos.

O Capítulo 2 apresenta uma análise geral sobre a detecção de ilhamento em sistemas de distribuição de energia elétrica. Neste capítulo são apresentados os impactos da não detecção de ilhamento assim como os da detecção indevida. Além disso, é discutido sobre

algumas normas técnicas e os principais métodos de detecção de ilhamento propostos até o momento.

No Capítulo 3 são apresentados os modelos eletromecânicos dos geradores síncronos, e é diferenciado o comportamento destas máquinas durante transitórios conectados e desconectados de um sistema interligado. Também são apresentados os três novos métodos de detecção de ilhamento. O primeiro método é fundamentado em morfologia matemática e visa reduzir as operações indevidas através da eliminação das oscilações de frequência. O segundo utiliza um algoritmo de estimação de frequência para estimar a frequência de oscilação e assim determinar o estado da GD. O terceiro visa identificar a forma da frequência e assim classificar os eventos entre ilhamentos e não ilhamentos.

No Capítulo 4 os algoritmos propostos são comparados com as metodologias comumente utilizadas para a detecção de ilhamento. Estes métodos foram testados para os fenômenos mais comuns que as GDs estão sujeitas, através de simulações eletromecânicas realizadas no sistema teste IEEE 34 barras.

Por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões, assim como as sugestões de trabalhos futuros bem como as publicações resultantes até o momento.

2 DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O ilhamento é o processo onde um sistema elétrico de potência é dividido em dois ou mais segmentos e cada um deles tem a sua própria geração. O ilhamento pode ser originado por uma ação deliberada de emergência, resultado da atuação de uma função de proteção ou controle, ou devido a erro humano (IEEE, 2007).

Neste capítulo serão apresentados os impactos da não detecção de ilhamento e da detecção indevida em sistemas de distribuição com a presença de geradores distribuídos. Em seguida serão brevemente discutidas as medidas requisitadas pelas normas técnicas e concessionárias para acesso à rede, a fim de evitar o ilhamento não intencional. Por fim, apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre os métodos de detecção de ilhamento, os quais são classificados como Remotos ou Locais, dependendo da necessidade ou não do uso de comunicação entre os dispositivos. As técnicas locais podem ainda ser divididas em Ativas, Passivas e Híbridas.

2.2 IMPACTOS DA NÃO DETECÇÃO DE ILHAMENTO

A não detecção de um ilhamento, ou a detecção e o desligamento tardio de um sistema de geração distribuída podem implicar em deterioração da qualidade de energia, risco de vida às equipes de manutenção, bem como problemas na proteção do sistema alimentado pela GD.

As concessionárias de energia elétrica são responsabilizadas pela qualidade da energia entregue aos consumidores. No entanto, muitas GDs não são de propriedade da concessionária. Por isso, durante situações de ilhamento estas empresas não detêm o controle das características elétricas do sistema de distribuição, pois a porção ilhada do sistema de distribuição é alimentada somente por GDs. As características elétricas podem apenas ser reguladas pelos controles disponíveis nas gerações distribuídas. De fato, normalmente nas GDs o parâmetro de controle é a potência ativa fornecida ao sistema, sendo a tensão e a frequência elétrica mantidas pela interconexão com o sistema principal. Desta forma, a porção do sistema ilhado pode apresentar níveis de tensão e frequência inadequados durante ilhamentos não intencionais.

Outro aspecto importante, diz respeito ao risco de morte dos funcionários das equipes de manutenção, pois a concessionária pode desconhecer que o sistema de distribuição continua energizado, tornando-se uma ameaça à equipe responsável pela manutenção do sistema de distribuição. Desta forma é essencial que os sistemas anti-ilhamento sejam confiáveis de forma a evitar uma situação de risco à vida.

Oilhamento não intencional também pode causar problemas na proteção do sistema de distribuição, tais como, perda de coordenação entre dispositivos de proteção, perda de sensibilidade e religamento fora de sincronismo (SCHWEITZER, et al., 2012).

A coordenação dos dispositivos de proteção é realizada pela abertura temporária do circuito a fim de eliminar a falta temporária, seguida de religamento. Falhas temporárias são curtos-circuitos que ocorrem no sistema elétrico e são eliminados apenas pela desenergização do circuito. Um ilhamento causado pela operação da curva rápida de um relé ou religador pode causar a descoordenação das proteções, uma vez que a GD pode continuar a alimentar a falta e o elo-fusível mais próximo do defeito poderá operar mesmo para uma falta temporária. Na Figura 2.1, exemplifica-se a descoordenação dos dispositivos por falha na detecção de ilhamento. Quando a falta temporária se estabelece, o religador opera no sentido de eliminar a falta separando a GD do sistema principal. Em casos sem GD isso permite a extinção do arco elétrico no ponto de falta. No entanto, caso a proteção anti-ilhamento da GD não opere, esta continua a alimentar a falta causando possivelmente a operação da chave fusível. Em consequência ocorre o desligamento permanente de uma grande parte do sistema de distribuição localizado a jusante da chave fusível. Este é um dos motivos pelos quais a detecção de ilhamento deve ser feita no menor tempo possível, pois se a GD demorar muito para desligar, pode-se perder a coordenação entre os dispositivos de proteção.

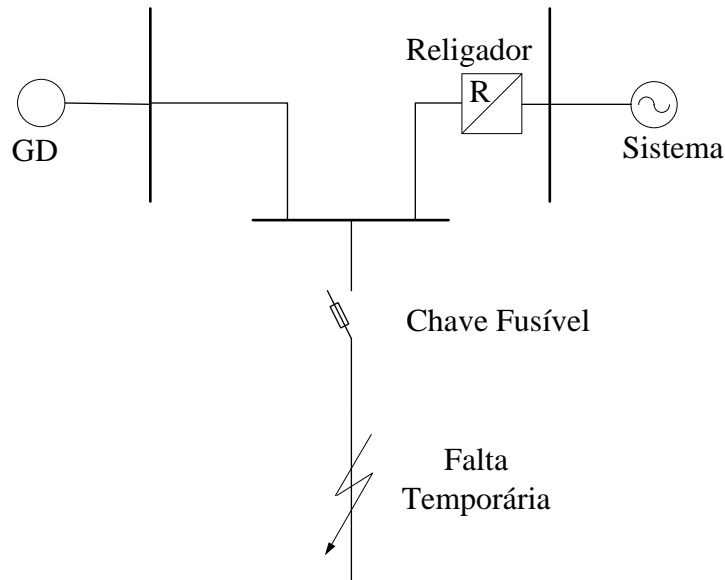


Figura 2.1 – Exemplo de descoordenação causada pela falha na proteção anti-ilhamento

Além disso, o ilhamento pode causar a perda de sensibilidade das proteções. A desconexão do sistema interligado da porção do sistema ilhado reduz a potência de curto-circuito em toda a ilha. Por exemplo: As proteções podem não atuar durante a ocorrência de um curto-circuito de alta impedância. Ademais, pequenas GDs podem estar conectadas ao sistema de distribuição através de um transformador cuja conexão não fornece caminho para componentes de sequência zero da corrente. Na ocorrência de um ilhamento o sistema perde a referência para a terra, tornando os relés de sobrecorrente de terra insensíveis a corrente de curtos-circuitos fase-terra devido à alta impedância de sequência zero. Além disso, no caso de um curto-circuito monofásico, sobretensões poderão ocorrer nas fases sãs, podendo causar danos aos equipamentos do sistema de distribuição.

Em uma tentativa de religamento de um sistema não intencionalmente ilhado, pode ocorrer que o religador ou disjuntor restabeleça a conexão fora de sincronismo com a GD. Isto pode causar sobretensões transitórias, grandes torques eletromecânicos no gerador e nos equipamentos dos consumidores, bem como, elevadas correntes que podem gerar danos a diversos equipamentos do sistema de distribuição. Além dos possíveis danos a equipamentos, estas correntes podem provocar a atuação das proteções de sobrecorrente. Segundo Vieira *et al.* (2008) correntes de energização fora de sincronismo podem ser de amplitudes comparáveis às correntes de curto-circuito trifásico. Por isto, o tempo de detecção de ilhamento deve ser menor que os tempos de religamento dos dispositivos de proteção.

2.3 IMPACTOS DA DETECÇÃO INDEVIDA DE ILHAMENTO

Tanto o não desligamento de uma GDilhada como o desligamento indevido pode ter consequências negativas para o sistema de distribuição. À medida que as fontes de energia se tornam mais escassas, existe a tendência do aumento do nível de penetração de gerações distribuídas nos sistemas de distribuição. A desconexão indevida de diversas GDs em um cenário de grande dependência destas fontes geraria problemas graves, tais como:

- Instabilidade, podendo causar o desligamento em cascata de diversas gerações;
- Diminuição da qualidade da energia e do fornecimento;
- Diminuição da confiabilidade do sistema de distribuição; e
- Aumento do custo operacional.

2.4 TÉCNICAS REMOTAS PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO

As técnicas remotas para detecção de ilhamento necessitam de comunicação entre a GD e o sistema principal. Normalmente elas são as mais efetivas para a detecção de ilhamento e não dependem do intercâmbio de potência no momento da separação da ilha do sistema principal. No entanto, estas técnicas são em geral economicamente dispendiosas, pois necessitam de um sistema de comunicação veloz e confiável.

2.4.1 Transferência Direta de Disparo

A Transferência Direta de Disparo é uma das técnicas remotas conceitualmente mais simples, pois se fundamenta apenas nos estados dos disjuntores para realizar a detecção de ilhamento. No entanto, esta técnica necessita de comunicação com todos os elementos a montante que podem causar ilhamento, fazendo com que falhas de comunicação provoquem a abertura indesejada da GD. Muitas vezes pode ser desejável o uso de comunicação redundante para minimizar a probabilidade de uma falta de comunicação, aumentando assim os custos. Além disso, mudanças topológicas da rede como, por exemplo, a transferência da GD entre alimentadores, e a existência de múltiplas gerações distribuídas podem representar desafios para este tipo de técnica (Schweitzer; Finney & Mynam, 2012) (SCHWEITZER, et al., 2012).

2.4.2 Método passivo supervisionado

Os métodos passivos podem detectar o ilhamento através de medições de variáveis locais da GD. No entanto eles podem sofrer com disparo indesejável durante eventos que não são ilhamento tais como curto-circuito e chaveamentos de grandes blocos de carga. O método passivo supervisionado visa minimizar este problema utilizando a comunicação entre a GD e a concessionária.

Durante um ilhamento haverá uma variação de frequência no tempo (df/dt) na GD, mas na subestação a frequência não deve se alterar de modo significativo, fazendo com que a unidade ANSI 81R da GD opere e a unidade ANSI 81R da concessionária não. Por outro lado, um curto-circuito de baixa impedância pode causar uma variação de frequência tanto na GD quanto na subestação da concessionária fazendo com que ambas as unidades ANSI 81R operem. Dessa maneira, o método passivo monitorado somente desconecta a GD quando as operações caracterizam um ilhamento, conforme pode ser visto na Figura 2.2. Este método apresenta como vantagem a detecção do ilhamento mesmo com falha de comunicação. Além disso, não é necessário ter comunicação em todos os relés e religadores que podem causar ilhamento. Todavia, como se trata de um método passivo, esta proteção anti-ilhamento necessita de um intercâmbio de potência mínimo no ponto de separação da ilha para operar corretamente (Schweitzer; Finney & Mynam, 2012).

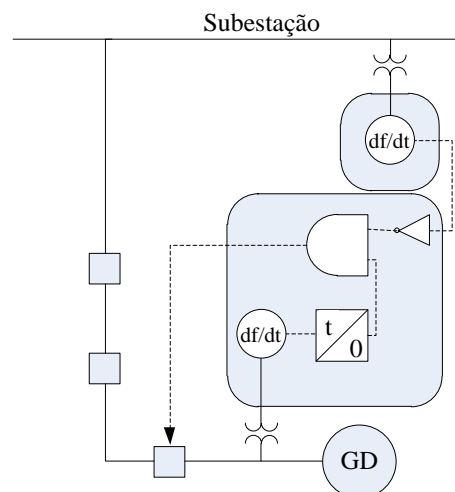


Figura 2.2 – Método ROCOF supervisionado

(Fonte: Adaptado de Schweitzer, Finney e Mynam, 2012).

2.4.3 Técnicas baseadas em sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*)

Estas técnicas visam monitorar os estados de todos os disjuntores que podem causar o ilhamento das gerações distribuídas. Quando ocorre um ilhamento, o sistema SCADA identifica os geradores afetados e envia um sinal para a desconexão de todas as GDs ilhadas. Apesar de efetiva, esta técnica é pouco empregada em redes de distribuição devido ao seu alto custo, que cresce com o aumento da complexidade do sistema (YIN, et al., 2004). Vieira (2006) destaca que em redes complexas quando há diversos geradores e possibilidade de reconfiguração, após a abertura de um disjuntor é necessário fazer algum tipo de processamento usando as informações da atual topologia do sistema para identificar os geradores ilhados o que pode necessitar de um certo tempo.

2.4.4 Técnicas Baseadas em Sistema PLCC (*Power Line Carrier Communication*):

Nesta técnica um transmissor localizado no lado da concessionária emite continuamente um sinal através da rede de distribuição. Este sinal é recebido pelos geradores distribuídos assegurando a permanência da conexão com o sistema interligado. No momento em que a conexão é perdida, o sinal não chega até a GD, e assim determina-se que ela está ilhada. Segundo Yin (2004) o método apresentado por Ropp, et al., (2000) não degrada a qualidade da energia, além disso, pode ser aplicado em sistemas com múltiplas gerações. No entanto é necessário a utilização de capacitores entre os lados de alta e baixa tensão dos transformadores para possibilitar a transmissão do sinal. Por outro lado, Etxegarai, Eguía & Zamora (2011) destacam que em algumas metodologias tais como a proposta por Benato, et al. (2003) o sinal transmitido é fortemente atenuado com o aumento das distâncias, desta forma é necessário o uso de repetidores a cada 15 km. Apesar de dois ciclos da frequência fundamental serem suficientes para detectar o ilhamento, falhas no sistema de transmissão do sinal podem causar o disparo indesejável do relé. Desta forma, para evitar o disparo indevido, pulsos de sinal mais longos são usados e somente após o não recebimento do quarto pulso, o ilhamento é detectado (ETXEGARAI, et al., 2011).

2.4.5 Técnicas Baseadas em PMUs (*Phasor Measurement Units*)

As técnicas baseadas em Unidades de Medidas Fasoriais (do inglês, *Phasor Measurement Units*, PMUS) utilizam os dados medidos de PMUs localizadas nas GDs e no sistema interligado para determinar se existe ou não a formação de ilhas. Estas técnicas podem se fundamentar em variáveis como, por exemplo, a diferença angular entre o sistema e a GD, e a taxa de variação da fase. Laverty, Best e Morrow (2015) propuseram um método de detecção de ilhamento utilizando uma PMU de baixo custo. O método utiliza comunicação por protocolo de internet e em caso de falha de comunicação sugere o uso dos métodos tradicionais ROCOF e *Vector Shift* (Salto Vetorial). O método apresenta um tempo de detecção de 330 ms para uma variação de frequência de 0,125 Hz e 2 s para uma variação de frequência de 20 mHz e não apresenta zona de não detecção.

Best *et al.* (2010) investigam o uso de protocolo de internet para a realização de sincronismo virtual entre GD e o sistema interligado. No caso de sincronismo virtual um sistema ilhado se mantém em sincronismo com o sistema principal evitando o problema de religamento fora de sincronismo. No artigo, os autores investigam a capacidade dos controles de fase do gerador em tolerar a latência variável do sinal, que é característico de transmissão via Protocolo Internet. Nos testes realizados Best *et al.* (2010) destacam que o erro de fase fica entre $\pm 60^\circ$.

2.5 TÉCNICAS LOCAIS PASSIVAS

Os métodos passivos de detecção de ilhamento estão fundamentados na interpretação de parâmetros como tensão, corrente, frequência e taxa de distorção harmônica, entre outros no ponto de conexão da GD com a concessionária. Ao contrário das técnicas ativas, essas não causam nenhuma perturbação no sistema, logo não deterioram a qualidade da energia elétrica do sistema de distribuição e geralmente não são necessárias alterações físicas na GD.

2.5.1 Sub/Sobrefrequência

A proteção de sub/sobrefrequência, ANSI 81 é uma das proteções anti-ilhamento mais utilizada. Durante a operação conectada da GD com o sistema interligado a frequência é controlada pelo sistema, sendo que as variações das cargas e gerações locais não geram alterações perceptíveis na frequência devido ao alto momento de inércia do sistema

interligado. No caso de um ilhamento, a abertura da conexão com o sistema interligado gera uma variação de potência. Esta variação de potência não é compensada pelos geradores ilhados resultando em uma variação da frequência que é identificada pelo relé ANSI 81. Quando o fluxo de potência no ponto de desconexão com o sistema interligado é baixo, a variação de frequência é muito pequena e insuficiente para sensibilizar o relé de sub/sobrefrequência, surgindo assim uma Zona de Não Detecção (ZND). O tamanho da ZND está diretamente associado com os limites ajustados no relé ANSI 81. Limites mais próximos à frequência nominal tendem a diminuí-la, entretanto, outros eventos tais como curtos-circuitos e chaveamento de grandes blocos de carga podem gerar disparos indesejáveis para ajustes muito sensíveis.

2.5.2 Sub/Sobretensão

Assim como as variações de frequência estão fortemente associadas a variações de potência ativa, as variações nos níveis de tensão estão principalmente associadas com variações de potência reativa. Desta forma, a desconexão da GD do sistema principal interrompe o fluxo de potência reativa, impactando nos níveis de tensão. Consequentemente, as proteções de Sub/Sobretensão (ANSI 27/59) são normalmente utilizadas em conjunto com as proteções de sub/sobre frequência a fim de diminuir a zona de não detecção. Todavia, a tensão é fortemente afetada por curtos-circuitos o que pode implicar em operações indevidas.

2.5.3 Salto Vetorial (*Vector Shift*)

A corrente que flui entre a GD e o sistema interligado provoca uma queda de tensão sobre a impedância equivalente entre eles. A ocorrência de um ilhamento gera uma brusca alteração desta corrente, provocando uma variação na fase da tensão que é detectada pelo relé de salto vetorial (ANSI 78). Este relé mede a duração dos ciclos da tensão através da identificação de suas passagens por zero, e caso ocorra uma variação na duração do ciclo maior que o seu limiar, o relé envia um sinal de disparo para desconectar a GD. Segundo Laverty, Best e Morrow (2015) o relé é tipicamente ajustado para $\pm 6^\circ$. Motter, Vieira e Coury (2015) destacam que os relés de salto vetoriais apresentam desempenho muito parecido dos relés baseados em frequência. Uma vez que as proteções de frequência normalmente são obrigatórias, a proteção de salto vetorial pode não melhorar o desempenho da proteção anti-ilhamento.

2.5.4 Taxa de variação da frequência (*Rate of Change of Frequency, ROCOF*)

O desbalanço entre a potência ativa gerada e consumida durante umilhamento faz com que a frequência varie a certa taxa por segundo. A unidade que monitora a taxa de variação da frequência com o tempo (ANSI 81R), calcula a derivada da frequência no tempo e se esta exceder um limiar, o sistema é considerado ilhado. Esta metodologia é uma das mais utilizadas, visto que apresenta grande velocidade na detecção de ilhamento. No entanto, assim como as anteriores, a zona de não detecção está diretamente relacionada com os limiares e podem ocorrer disparos falsos devido a curtos-circuitos. Freitas et al. (2005) analisaram a sensibilidade e a tolerância às faltas do ROCOF e do relé de Salto Vetorial. Os autores destacam que o ROCOF é capaz de identificar um ilhamento com desbalanço de potência menor que o relé de Salto Vetorial, por outro lado, é mais suscetível a disparos indevidos.

2.5.5 Taxa de variação de frequência sobre variação de potência

Durante a operação normal do sistema interligado, as variações de potência não causam grandes variações de frequência, pois o momento de inércia de todo o sistema interligado é muito grande. Logo, nestas condições, a variação da frequência em relação à variação da potência ($\Delta f/\Delta P$) é pequena. Contudo, durante a operação ilhada a constante de inércia é muito menor, assim, pequenas variações de potência causam grandes variações de frequência, resultando em valores maiores de $\Delta f/\Delta P$. Pai e Huang (2001) propuseram um método de detecção de ilhamento fundamentado em $\Delta f/\Delta P$ que demora cerca de 100 ms para detectar o ilhamento. O método calcula a frequência pelo método de detecção de passagem por zero, sendo estimada a cada passagem do ciclo negativo para o positivo. O método utiliza uma temporização de 4 ciclos e a derivada é determinada a cada ciclo da frequência fundamental. Como a variação de frequência é normalizada pela potência, o método é mais sensível para pequenos desbalanços de potência em comparação ao ROCOF.

2.5.6 Medição de harmônicos

Durante a operação de uma GD conectada a um sistema principal por meio de conversores, ocorre a produção de harmônicas que são absorvidas pelo sistema principal fazendo com que a Taxa de Distorção Harmônica (TDH) da tensão se mantenha baixa. Quando a GD é desconectada do sistema principal ocorre uma rápida alteração da TDH,

indicando assim a formação de ilhas. Esta técnica depende que o sistema interligado de grande porte apresente uma taxa de distorção harmônica da tensão menor que as taxas das GDs conectadas a ele, o que moralmente é verdadeiro. No entanto, segundo Laaksonen (2013) simulações mostram que o uso da distorção harmônica total não é adequado para a detecção de ilhamento, pois em casos particulares onde os inversores apresentam bons filtros existe uma ZND devido às baixas distorções harmônicas. Além disso, o método se torna dependente da magnitude da corrente, sendo assim crítico para certas fontes, como por exemplo, eólica e solar que apresentam potência variável. Jang e Kim (2004) propuseram uma metodologia baseada na medição de harmônicos e desbalanço de tensão que será discutida na próxima subseção.

2.5.7 Desequilíbrio de tensão

As gerações distribuídas normalmente não têm a capacidade de manter os níveis de tensão durante o ilhamento. Desta forma, devido à característica desequilibrada da carga durante o ilhamento em sistemas de distribuição, as tensões tendem a apresentar desequilíbrio maior que quando a GD está conectada ao sistema principal. A detecção de ilhamento utilizando o desbalanço de tensão e a média da distorção harmônica total da corrente do último ciclo foi proposta por Jang e Kim (2004). Para detectar o desequilíbrio de tensão o método utiliza a relação entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva. A proposta de Jang e Kim (2004) utiliza um algoritmo para expurgar medidas devido a transitórios de curta duração. O método se mostrou eficiente na detecção de ilhamento e estável para variações de carga. No entanto, os autores não apresentam o desempenho do método durante a ocorrência de curtos-circuitos. Curtos-circuitos monofásicos e bifásicos geram grande desequilíbrio de tensão entre as fases, desta forma estes eventos poderiam ser um grande problema.

2.5.8 Métodos multicriteriais

A fim de reduzir a zona de não detecção e problemas como disparos indevidos durante curtos-circuitos ou outros eventos, muitas propostas fazem uso de vários critérios para definir o estado de um sistema de distribuição. Laaksonen (2013) propôs um algoritmo que possibilita identificar a existência de falta e de ilhamento, baseando-se nas medições do desequilíbrio de tensão e distorção harmônica total de todas as fases. O método consegue

identificar o ilhamento mesmo com desbalanço de potência igual a zero (LAAKSONEN, 2013). No entanto, para que isso seja possível é necessário assumir que exista um fluxo de correntes harmônicas entre a GD e o sistema principal. Ou seja, o método depende de uma característica do sistema de distribuição que normalmente é considerada indesejada.

2.5.9 Técnicas utilizando a transformada Wavelet e árvores de decisão

Um método de reconhecimento de padrões para detectar ilhamentos que considera os coeficientes de energia da transformada Wavelet foi proposto por Lidula e Rajapakse (2010, 2012). A transformada é aplicada sobre os sinais de tensão e corrente de todas as fases. Os transitórios geram coeficientes que são classificados utilizando uma árvore de decisão. Os autores salientam a utilização das árvores de decisão como uma das vantagens do método proposto em relação aos outros apresentados até aquele momento, pois não necessita da definição dos limiares de detecção, por tentativa e erro. Além disso, utiliza coeficientes da transformada Wavelet de várias bandas de energia dos sinais transitórios de tensão e corrente em vez de usar conjuntos complexos de índices. Os resultados mostram que o método opera corretamente para 96,11% dos casos e detecta os ilhamentos em menos de dois ciclos, no caso de geradores síncronos. O método apresentou problemas em identificar ilhamento quando a relação sinal ruído de tensão foi menor que 50 dB e a corrente já tinha uma relação sinal ruído de 10 dB.

Uma nova transformada Wavelet especialmente projetada para o propósito de detecção de ilhamento foi proposto por Alshareef e Talwar (2014). O método utiliza apenas seis coeficientes dos sinais de tensão diminuindo desta forma os esforços computacionais quando comparado com o proposto em Lidula e Rajapakse (2010 e 2012). Segundo os autores o método operou corretamente em 100% dos casos testados.

2.5.10 Máquina de vetores de suporte

Algumas técnicas de reconhecimento de padrões também foram propostas no sentido de classificar os eventos em ilhamento ou não ilhamento. Alam, Muttaqi e Bouzerdoun, (2014) propuseram uma metodologia para detecção de ilhamento baseada em máquina de vetores de suporte. A técnica proposta utiliza uma janela de 10 ciclos da tensão, frequência, ângulo do rotor, variação da tensão e variação da frequência. As simulações off-line são utilizadas para treinamento da máquina de vetores de suporte, que identifica as características

de cada tipo de evento. Os resultados mostram que a técnica proposta operou corretamente para mais de 98% dos casos testados.

2.5.11 Lógica Fuzzy e Redes Neurais

Algumas soluções utilizando lógica Fuzzy e Redes Neurais têm sido propostas ao longo dos últimos anos. A solução proposta por Samantaray *et al.* (2010), a qual é um método passivo que utiliza técnicas de mineração de dados. A proposta inclui um classificador Fuzzy que é inicializado por uma árvore de decisões. A árvore de decisões seleciona as principais características e funções de pertinência que farão parte do processo de decisão da lógica Fuzzy. Hashemi, Ghadimi e Sobhani (2013) propuseram uma técnica adaptativa para a detecção de ilhamento baseada em um algoritmo Neuro-Fuzzy. O algoritmo utiliza como entrada a taxa de variação de potência ativa, obtida por meio de simulações. Apesar de esses métodos terem apresentado bons resultados a principal desvantagem é a característica abstrata da lógica Fuzzy e a necessidade de um especialista para gerar os padrões de treinamento.

2.5.12 Técnicas baseadas na frequência de oscilação e no amortecimento dos geradores síncronos

Quando uma perturbação ocorre no sistema elétrico, durante a operação paralela entre o gerador distribuído e o sistema principal, a frequência do gerador tende a oscilar de maneira amortecida. Desconsiderando o efeito dos reguladores de tensão e velocidade, a frequência não oscila durante o ilhamento, podendo esta ser modelada por uma função exponencial.

Fundamentando-se na frequência de oscilação e no amortecimento, Zeineldin *et al.* (2007) propuseram um método que utiliza a Estimção de Parâmetros por Mínimos Quadrados através de Técnicas de Invariância Rotacional (TLS-ESPRIT). O algoritmo decompõe o sinal em grupos de funções senoidais amortecidas com diferentes frequências. O algoritmo é capaz de estimar a frequência, o coeficiente de amortecimento, a amplitude e a fase inicial de cada componente. No entanto, utiliza somente a frequência de oscilação e o amortecimento. O método trabalha com uma janela de 350 ms e identifica que a GD não está ilhada quando todas as componentes do sinal têm o módulo da frequência e amortecimento maiores que zero. O método somente opera quando o amortecimento é maior que um limiar especificado e existe alguma componente com módulo da frequência zero. Uma das principais

desvantagens do método proposto por Zeineldin *et al.* (2007) é que a determinação dos parâmetros através do método TLS-ESPRIT é realizada por meio da minimização de uma função de custo por um processo iterativo consumindo um tempo de processamento considerável, o que não é aconselhável para aplicações que envolvam a proteção do sistema elétrico. Além disso, o método é dependente da estimativa inicial. Para isso, normalmente, é necessário um método direto como o método de Tufts–Kumaresan (TK) ou de Prony, o que aumenta ainda mais o tempo de processamento (BAKHSHI, et al., 2013).

Uma técnica de detecção de ilhamento não iterativa que utiliza o método de TK foi proposta por Bakhshi *et al.* (2013) . O método busca a estimação do amortecimento e da frequência de oscilação dos geradores distribuídos durante as variações de frequência que ocorrem durante os transitórios. O método de TK realiza uma linearização permitindo a estimação dos parâmetros de forma não recursiva. No entanto, para isso o algoritmo proposto utiliza janelas maiores que as de Zeineldin *et al.* (2007), 500 ms, o que implica em detecções de ilhamento em 611,5 ms. Apesar deste tempo de detecção atender às exigências da norma IEEE 1547 (IEEE, 2009), este pode ser maior que os tempos de religamento utilizados pelas concessionárias de energia, podendo desta forma causar religamento fora de sincronismo.

Assim, observa-se que as duas metodologias que utilizam a frequência de oscilação para caracterização dos eventos tem problemas que precisam ser resolvidos. A metodologia de Zeineldin *et al.* (2007) utiliza uma janela de 350 ms para fazer a detecção de ilhamento, no entanto, a técnica de estimação é recursiva o que exige um grande esforço computacional. Já a técnica de Bakhshi, Noroozian e Gharehpetian (2013) resolve o problema do esforço computacional, mas utiliza janelas de 500 ms o que impacta diretamente nos tempos de detecção de ilhamento. Assim, serão propostas no Capítulo 3 três novas metodologias de detecção de ilhamento não iterativas e que utilizam janelas bem menores que as dos métodos acima citados.

2.6 TÉCNICAS LOCAIS ATIVAS

Os métodos ativos de detecção de ilhamento forçam o sistema de distribuição a uma condição instável que é estabilizada pela conexão com o sistema principal, ou provocam uma perturbação que é absorvida pelo sistema interligado. Quando ocorre o ilhamento, a conexão com o sistema interligado é perdida e os parâmetros das gerações distribuídas (tensão, frequência, impedância, entre outros) sofrem uma variação que é utilizada para a detecção de ilhamento. Em geral estes métodos não apresentam zona de não detecção. Por outro lado,

geralmente causam a deterioração da qualidade da energia elétrica e estão associados a geradores que utilizam inversores para a conexão com a rede elétrica.

2.6.1 Métodos que forçam um desvio de frequência

Estes métodos consistem em injetar a corrente no sistema de distribuição através de um conversor de maneira que em caso de ilhamento haja uma rápida variação de frequência. Durante a operação conectada a frequência é regulada pela rede, no entanto, em caso de ilhamento o conversor altera a frequência da ilha até que se possa identifica-lo. Várias metodologias foram propostas, entre as quais se destacam os métodos conhecidos como *Active Frequency Drift (AFD)*, *Sandia Frequency Shift (SFS)* and *Slip-Mode Frequency Shift (SMS)* (BOWER e ROPP, 2002).

No AFD a frequência é forçada a ser ligeiramente diferente do que a nominal. Normalmente a variação de frequência é de 0,5 Hz a 1,5 Hz. A corrente do inversor é mantida igual à zero a partir do fim do semiciclo negativo até o início do semiciclo positivo (tempo morto, T_z). A relação entre o tempo em condução da corrente e o tempo em que a corrente é zero define a razão de corte (*chopping factor*) que é dada pela equação (2.1).

$$cf = \frac{T_z}{T/2} \quad (2.1)$$

Onde T_z é o tempo morto, T é o período e cf é a razão de corte. Os SFS melhoram o desempenho do método AFD, por meio de uma realimentação positiva em que, a razão de corte é variada de acordo com a variação de frequência medida, conforme a equação (2.2).

$$cf_k = cf_0 + K(f_{k-1} - f) \quad (2.2)$$

Onde cf_0 é a razão de corte inicial, K é o ganho, f_{k-1} é a frequência medida no ciclo anterior, f é a frequência nominal da concessionária. A principal vantagem do SFS sobre o AFD é o fato de poder ser bidirecional sendo assim eficaz tanto para cargas indutivas como capacitivas.

Os sistemas SMS também mudam o ângulo de fase do inversor de acordo com a frequência medida a partir do sinal de tensão. O ângulo de fase do inversor é dado por (2.3).

$$\theta_{SMS} = \theta_m \sin\left(\frac{\pi}{2} \frac{f_i - f}{f_m - f}\right) \quad (2.3)$$

Onde, θ_m é o desvio máximo em graus, f_m é a frequência em que o desvio é máximo. Segundo Bower e Ropp (2002) em caso de alta penetração das GDs, este sistema de proteção pode causar deterioração da qualidade da energia elétrica e problemas na resposta transitória. Hong e Huang, (2014) avaliaram o desempenho dos principais métodos que utilizam recursos ativos para provocar o desvio de frequência em geradores distribuídos fotovoltaicos. Eles verificaram o comportamento destes métodos em redes de distribuição com múltiplas gerações. O trabalho conclui que devido à característica unidirecional do AFD, sua implementação em sistema de distribuição com várias GDs que utilizam outros métodos de desvio de frequência, pode acarretar em degradação do desempenho das proteções anti-ilhamento. Isto pode ocorrer porque, o AFD pode provocar uma perturbação no sentido de diminuir ou aumentar a frequência. Por outro lado, outras técnicas fundamentadas no desvio de frequência podem buscar o contrário. Desta forma a frequência do sistema pode não se alterar.

2.6.2 Medição de impedância

Normalmente, durante a ocorrência de um ilhamento o valor da impedância equivalente medida a partir da geração distribuída se altera. Durante a operação normal a impedância equivalente do sistema elétrico interligado é mais baixa. Por outro lado, no caso de um ilhamento esta impedância tende a ser maior. Algumas técnicas inserem um indutor em paralelo com a GD e através da variação da tensão e corrente sobre o indutor estimam o valor da impedância equivalente do sistema (KHAMIS, et al., 2013). O método proposto por Tedde e Smedley (2014) se utiliza de injeção de corrente subharmônica para medir a impedância equivalente do sistema. Os autores destacam que a metodologia proposta tem uma menor deterioração da qualidade da energia do que os métodos propostos até aquele momento, gerando um acréscimo na TDH da corrente de apenas 0,1% quando operando a plena carga. O tempo de detecção da metodologia varia de 320 ms a 480 ms dependendo das condições de carga.

2.6.3 Deslocamento de tensão

As técnicas baseadas no deslocamento de tensão consistem no fornecimento de um nível de tensão ligeiramente diferente da nominal. Durante a operação normal o nível de tensão é mantido pela concessionária, sendo que na ocorrência de ilhamento haverá uma rápida alteração da tensão ultrapassando os limites pré-estabelecidos e causando a detecção do ilhamento. Um dos métodos mais conhecidos é o Sandia Voltage Shift (SVS). O método utiliza uma realimentação positiva que controla a tensão de saída do inversor em função do erro entre a tensão nominal e a medida no ponto de conexão (KHAMIS, et al., 2013). Assim, no caso de ilhamento o erro entre a tensão medida e a nominal dá início a um efeito em cascata que aumenta a diferença de tensão com o tempo. Métodos similares também são empregados em geradores síncronos onde a excitação é variada a fim de alterar a tensão e assim identificar o ilhamento com maior facilidade. No entanto, a maior preocupação é em casos de múltiplas gerações onde uma GD pode interferir em outra. Além disso, estes métodos podem interferir na qualidade da energia elétrica e podem causar vibrações no rotor do gerador (XU, W., MAUCH, K., AND MARTEL, 2004).

2.7 TÉCNICAS LOCAIS HÍBRIDAS

As técnicas híbridas almejam reunir as baixas zonas de não detecção dos métodos ativos e a não interferência na qualidade da energia elétrica dos métodos passivos. Geralmente, os métodos híbridos utilizam uma técnica passiva para realizar uma primeira avaliação do estado do sistema de distribuição. Quando uma anormalidade é detectada, um método ativo é empregado para forçar o sistema a uma condição que caracterize um ilhamento. Khodaparastan *et al.* (2015) propuseram um método híbrido que utiliza SFS e ROCOF. O método reduz a deterioração da qualidade da energia e a zona de não detecção quando comparado com os métodos tradicionais SFS e ROCOF separadamente. A técnica proposta por Mahat, Chen e Bak-Jensen (2009) muda a potência ativa da GD com base na taxa de variação média da tensão, tornando assim mais provável a detecção do ilhamento. O maior problema destas duas técnicas é que a zona de não detecção continua dependente do ajuste da técnica passiva.

Namdari (2015) propôs um método que utiliza um algoritmo SMS e um algoritmo de frequência versus potência reativa como parte ativa do método proposto. O algoritmo força o sistema a perder estabilidade e desloca a frequência para fora de sua região de operação

normal em caso de ilhamento. A detecção do ilhamento é realizada por um algoritmo de sub/sobrefrequência. Nos casos testados por Namdari (2015) a detecção de ilhamento ocorre em menos de 100 ms.

Chang (2010) propôs um método para a detecção de ilhamento de pequenas gerações distribuídas através da flutuação da tensão causada pelo chaveamento periódico de cargas de alta impedância. O impacto da conexão e desconexão da impedância sobre os níveis de tensão é utilizado para calcular um fator de correlação que por sua vez é um indicador de ilhamento. Nesta proposta o método ativo funciona como um *backup* dos métodos tradicionais ROCOF e ROCOV. Os autores afirmam que a detecção do ilhamento ocorre em menos de 216 ms. O fato de esta técnica ser proposta para utilização como *backup*, melhora o desempenho das técnicas passivas tradicionais ROCOF e ROCOV. No entanto, o chaveamento contínuo da impedância causa oscilação da tensão, deteriorando a qualidade da energia. Desta forma, este método não apresenta uma das principais qualidades dos métodos passivos que é somente utilizar perturbações em momentos de incertezas da real condição do sistema.

2.8 NORMAS TÉCNICAS

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST em seu módulo 3, acesso ao sistema de distribuição, estabelece a detecção de ilhamento como um dos requisitos mínimos para a conexão das Gerações Distribuídas ao sistema de Distribuição (ANEEL, 2016).

A Norma IEEE 1547 (IEEE, 2009) estabelece que em caso de ilhamento não intencional a GD deve ser desligada em menos de 2 segundos. No entanto, este tempo pode não ser suficientemente pequeno para permitir a desconexão da GD antes da tentativa de religamento após um disparo na curva rápida do religador. O tempo morto para religamento adotado pelas concessionárias normalmente varia entre 20 e 60 ciclos da frequência fundamental. Neste caso, é necessário aumentar o tempo morto de religamento e instalar dispositivos que bloqueiam o religador em caso de presença de tensão.

As concessionárias brasileiras CEMIG (2011), CEMAT (2012) e AES (2012) solicitam que o tempo de detecção seja menor que 2 segundos. A AES estabelece que a proteção anti-ilhamento de geradores com potência menor que 75 kW seja feita por relés de Salto Vetorial (ANSI 78) e relés que monitoram a variação da frequência no tempo (ANSI 81R). Além disso, outras proteções tais como de subtensão (ANSI 27), sobretensão (ANSI

59), subfrequência e sobrefrequência (ANSI 81 O/U) também são exigidas e acabam contribuindo para a detecção de ilhamento.

2.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo discorreu sobre os métodos de detecção de ilhamento em sistemas de distribuição de energia elétrica. Sua importância se deve às graves consequências do ilhamento não intencional, tal como o religamento de um alimentador fora de sincronismo com a geração distribuída. Por outro lado, uma falsa detecção causa o aumento de custo operacional, deterioração da confiabilidade do sistema de distribuição, da qualidade da energia e instabilidade. Assim, as normas técnicas geralmente exigem o desligamento das gerações distribuídas não intencionalmente ilhadas. A fim de satisfazer estes requisitos, inúmeras metodologias ativas, passivas e híbridas têm sido propostas. Alguns dos métodos mais relevantes foram discutidos neste capítulo, e as vantagens e desvantagens destacadas. As características destes métodos estão resumidas na Tabela 2.1. Dentre esses, destacam-se duas metodologias que estimam a frequência de oscilação e o amortecimento das máquinas síncronas. Por serem passivas, estas técnicas não deterioram a qualidade da energia elétrica e ainda o algoritmo de detecção de oscilação evita o desligamento indevido durante curtos-circuitos e comutações de carga, permitindo assim uma redução dos limites e, conseqüentemente, da zona de não detecção.

Tabela 2.1 – Métodos de detecção de ilhamento

Técnica	Tipo	Pontos Fortes	Pontos Fracos
Transferência Direta de Disparo	Remota	<ul style="list-style-type: none"> • Simples para poucas GDs • Sem ZND • Sem disparo indevidos por perturbações 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto Custo • Sujeito a falhas de comunicação • Necessita de comunicação redundante • Comunicação em todos os relés e religadores • Sujeita a problemas quando houver mudança topológica • Conveniente somente para poucas GDs
Método passivo supervisionado	Remota	<ul style="list-style-type: none"> • Minimiza os disparos indevidos por perturbações • Não necessita comunicação em todos os relés e religadores • Menos sujeito a falha por falha de comunicação 	<ul style="list-style-type: none"> • Apresenta ZND
Técnicas baseadas em sistemas SCADA	Remota	<ul style="list-style-type: none"> • Sem ZND • Sem disparo indevidos por perturbações 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo • Comunicação entre todos os dispositivos • Necessita processar as informações e identificar a área ilhada

Técnica	Tipo	Pontos Fortes	Pontos Fracos
Técnicas Baseadas em Sistema PLCC	Remota	<ul style="list-style-type: none"> • Sem ZND • Sem disparo indevidos por perturbações • Não necessita de comunicação entre todos os dispositivos 	<ul style="list-style-type: none"> • Atenuação do sinal exige a instalação de repetidores • Sujeita a falhas por comunicação
Técnicas Baseadas em PMUs	Remota	<ul style="list-style-type: none"> • Sem ZND • Sem disparos indevidos por perturbações 	<ul style="list-style-type: none"> • Sujeita a falhas de comunicação
Sub/Sobrefrequência	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • Simplicidade • Baixo custo 	<ul style="list-style-type: none"> • ZND (depende do desbalanço de Potência Ativa) • Disparos indevidos
Sub/Sobretensão	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • Simplicidade • Baixo custo 	<ul style="list-style-type: none"> • ZND (depende do desbalanço de Potência Reativa) • Disparos indevidos
Salto Vetorial	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • Simplicidade • Baixo custo 	<ul style="list-style-type: none"> • ZND • Disparos indevidos

Técnica	Tipo	Pontos Fortes	Pontos Fracos
ROCOF	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • Grande velocidade de detecção • Simplicidade • Baixo custo 	<ul style="list-style-type: none"> • ZND (depende do desbalanço de Potência Ativa) • Disparos indevidos
Taxa de variação de frequência sobre variação de potência	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • Maior sensibilidade a ilhamentos com pequenos desbalanços de potência • Simplicidade • Baixo custo 	<ul style="list-style-type: none"> • ZND (depende do desbalanço de Potência Ativa) • Disparos indevidos
Medição de harmônicos	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • Baixo custo 	<ul style="list-style-type: none"> • Depende de uma característica indesejável (harmônicos) • ZND (depende de harmônicas) • Dependente da magnitude da corrente
Desequilíbrio de tensão	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • Apresenta ZND 	<ul style="list-style-type: none"> • Sensível a curtos monofásicos e bifásicos
Métodos multicriteriais (LAAKSONEN, 2013)	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • Redução dos disparos indevidos • Sem ZND 	<ul style="list-style-type: none"> • Depende da distorção harmônica

Técnica	Tipo	Pontos Fortes	Pontos Fracos
Técnicas utilizando a transformada Wavelet (LIDULA; RAJAPAKSE, 2010; 2012)	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • 96% dos casos detectados para Ilhamentos em geradores síncronos • Tempo de detecção em dois ciclos 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevado esforço computacional • Necessita treinamento • Apresenta ZND
Técnicas utilizando a transformada Wavelet (ALSHAREEF e TALWAR, 2014)	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • Menor esforço computacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessita treinamento • Apresenta ZND
Máquina de vetores de suporte (ALAM, et al., 2014)	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • Ao menos 98% dos casos detectados para Ilhamentos em geradores síncronos 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessita treinamento • Apresenta ZND
Lógica Fuzzy e Redes Neurais (SAMANTARAY, et al., 2010)	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • Acerto em 100 % dos casos testados (36 casos) com relação sinal ruído maior ou igual a 30 dB 	<ul style="list-style-type: none"> • Característica abstrata da lógica Fuzzy • Necessidade de treinamento
Técnicas baseadas na oscilação da máquina síncrona	Passiva	<ul style="list-style-type: none"> • Evitam disparos indesejáveis • Pequenas ZND 	<ul style="list-style-type: none"> • Grandes janelas de dados necessárias • Grandes tempos de detecção

Técnica	Tipo	Pontos Fortes	Pontos Fracos
Métodos que forçam um desvio de frequência	Ativas	<ul style="list-style-type: none"> • Sem ZND 	<ul style="list-style-type: none"> • Deterioração da qualidade da energia • Interferência em casos de múltiplas GDs
Medição de impedância por injeção de harmônicas	Ativas	<ul style="list-style-type: none"> • Sem ZND 	<ul style="list-style-type: none"> • Deterioração da qualidade da energia • Tempo de detecção de 320 ms a 480 ms
Deslocamento de tensão	Ativas	<ul style="list-style-type: none"> • Sem ZND 	<ul style="list-style-type: none"> • Deterioração da qualidade da energia • Interferência em casos de múltiplas GDs • Vibrações no rotor em caso de geradores síncronos
SFS + ROCOF. (KHODAPARASTAN, et al., 2015) Alteração da Potência em função da variação da tensão (MAHAT, et al., 2009)	Híbridas	<ul style="list-style-type: none"> • Menor deterioração da qualidade da energia • Menor ZND que métodos passivos 	<ul style="list-style-type: none"> • ZND dependente do ajuste da técnica passivas

Técnica	Tipo	Pontos Fortes	Pontos Fracos
Conexão de impedância (CHANG, 2010)	Híbridas	<ul style="list-style-type: none">• Detecção em menos de 260 ms	<ul style="list-style-type: none">• Necessidade de instalação de banco de impedância• Maior Custo• Deterioração da qualidade de energia

3 MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO PROPOSTOS

3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A detecção de ilhamento não é um problema para os métodos passivos, quando imediatamente antes do ilhamento existe uma grande quantidade de potência sendo transmitida no ponto de separação dos dois sistemas. No entanto, conforme discutido na seção 2, continua um desafio a detecção de ilhamento por métodos locais passivos, onde o sistema ilhado apresente desbalanço de potência muito pequeno ou próximo à zero. Nestas situações muitos métodos podem não operar, ou necessitarem de muito tempo. Os tempos de detecção de ilhamento devem ser os menores possíveis, a fim de evitar a descoordenação das proteções e permitir a reconexão dos sistemas de distribuição ilhados o mais rápido possível. Alguns métodos passivos podem ainda detectar o ilhamento indevidamente em situações de curtos-circuitos e chaveamento de grandes blocos de carga.

Os relés de sub/sobrefrequência, por exemplo, sofrem com grandes zonas de não detecção se seus ajustes são grandes. No entanto, quando se usam ajustes restritos, estes podem implicar em desligamentos indevidos da GD. As metodologias propostas neste trabalho buscam evitar os desligamentos indevidos permitindo assim a redução de limiares e, conseqüentemente, a redução da zona de não detecção. Serão propostas três metodologias passivas que fazem uso do comportamento característico da frequência que será apresentado na subseção 3.2. Será constatado que o gerador síncrono pode oscilar durante transitórios e a partir disto será determinado se a geração está ou não ilhada.

A primeira metodologia proposta faz uso de morfologia matemática para atenuar estas oscilações e evitar a atuação indevida dos relés de sub e sobre frequência. A segunda utiliza um algoritmo para estimar a frequência de oscilação do gerador síncrono e assim determinar se a GD está ilhada ou conectada a um sistema principal. A terceira metodologia é uma técnica de Reconhecimento de Padrão fundamentada na Decomposição em Valores Singulares e Análise Discriminante Linear. Os métodos conseguem diferenciar as oscilações de potência causadas por transitórios conectados a um sistema interligado daquelas causadas por ilhamento.

3.2 DINÂMICA DE GERADORES SÍNCRONOS DURANTE PERTURBAÇÕES

Nesta subseção será apresentada uma análise do comportamento dinâmico de geradores síncronos ilhados e conectados a um sistema principal. A caracterização do comportamento dos geradores será importante para o entendimento das metodologias propostas. A análise do seu comportamento será realizada a partir das soluções das equações diferenciais que representam o comportamento de sua frequência.

Um gerador síncrono operando em regime permanente, desconsiderando-se as perdas, fornece uma potência elétrica igual à potência mecânica de entrada fornecida pela máquina primária. Desta forma o torque acelerante é nulo, e o ângulo relativo entre o rotor e o campo magnético resultante (δ) é constante. Quando um distúrbio ocorre, o ângulo (δ) do gerador com relação ao sistema a ele conectado irá variar de acordo com a equação diferencial (3.1) conhecida como equação de oscilação.

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} = P_m - P_e \quad (3.1)$$

Em que, δ é o ângulo relativo do rotor, H é a constante de inércia do gerador, D é o coeficiente de amortecimento, t é o tempo, ω_0 é a velocidade síncrona do gerador, P_m é a potência mecânica de entrada e P_e é a potência elétrica de saída do gerador.

3.2.1 Transitórios em geradores conectados a um sistema principal

Desconsiderando as resistências, a potência elétrica injetada por um gerador síncrono em um sistema pode ser escrita conforme a equação (3.2).

$$P_e = P_{\max} \operatorname{sen} \delta \quad (3.2)$$

Aplicando uma pequena perturbação $\Delta\delta$ no ângulo de operação inicial δ_0 , tem-se o um novo ângulo δ dado pela equação (3.3).

$$\delta = \delta_0 + \Delta\delta \quad (3.3)$$

Uma vez que a perturbação é pequena a equação da oscilação da máquina síncrona (3.1) pode ser linearizada. Adotando-se

$$\text{sen } \Delta\delta \cong \Delta\delta \text{ e } \cos \Delta\delta \cong 1 \quad (3.4)$$

Substituindo a equação (3.3) na equação (3.2) e adotando a linearização dada por (3.4) a potência elétrica será dada pela equação (3.5) .

$$P_e = P_{\max} \text{sen } \delta_0 + (P_{\max} \cos \delta_0) \Delta\delta \quad (3.5)$$

Em um circuito puramente indutivo a potência máxima é dada por (3.6).

$$P_{\max} = \frac{E \cdot V}{X} \quad (3.6)$$

Em que, E é a força eletromotriz interna do gerador, V é a tensão interna na barra do sistema, e X é a reatância equivalente entre o gerador e o sistema a ele conectado.

Adotando a definição da equação (3.7) e levando em conta que na condição inicial (δ_0) o sistema está em regime permanente e por isso a potência elétrica é igual a potência mecânica. Na ocorrência de uma pequena perturbação, a equação (3.1) pode ser reescrita conforme a equação (3.8)

$$P_s = P_{\max} \cos \delta_0 \quad (3.7)$$

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + D \frac{d\Delta\delta}{dt} + P_s \Delta\delta = 0 \quad (3.8)$$

Em que, P_s é o termo conhecido como coeficiente de potência sincronizante.

Resolvendo a equação diferencial (3.8) e derivando a sua solução em relação ao tempo obtêm-se o desvio da frequência em relação à frequência nominal síncrona conforme a equação (3.9).

$$\Delta\omega = \frac{d\Delta\delta}{dt} = -\frac{\omega_n \Delta\delta(0)}{\sqrt{1-\zeta^2}} e^{-\zeta\omega_n t} \sin \omega_d t \quad (3.9)$$

Em que

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1-\zeta^2} \quad (3.10)$$

$$\zeta = \frac{D}{2} \sqrt{\frac{\omega_0}{2HP_s}} \quad (3.11)$$

$$\omega_n = \sqrt{\frac{\omega_0}{2H} P_s} \quad (3.12)$$

A variação da frequência durante pequenos distúrbios em uma geração distribuída síncrona conectada a uma barra infinita é dada pela equação (3.9). Percebe-se nesta equação uma forma senoidal amortecida.

3.2.2 Transitórios em geradores ilhados

Durante ilhamentos, a GD perde a conexão com o sistema principal e conseqüentemente não há o coeficiente de potência sincronizante. Portanto, a equação (3.1) pode ser reescrita conforme a equação (3.13).

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + D \frac{d\Delta\delta}{dt} = \Delta P \quad (3.13)$$

Em que, ΔP é a variação de potência devido ao ilhamento. Em outras palavras, é o fluxo de potência ativa pré-ilhamento no ponto de separação da ilha. Neste caso, é assumido que ΔP permanece constante durante o ilhamento e que é positivo quando a potência no ponto de separação está fluindo para o sistema principal.

Uma vez que antes do ilhamento o ângulo do rotor está sincronizado com o campo magnético do estator, existem duas condições iniciais para a equação (3.13), dadas por (3.14) e (3.15).

$$\Delta\delta(0) = 0 \quad (3.14)$$

$$\frac{d\Delta\delta(0)}{dt} = 0 \quad (3.15)$$

Resolvendo (3.13) a equação para o desvio da frequência elétrica em relação à nominal é dada pela equação (3.16).

$$\Delta\omega = \frac{d\Delta\delta}{dt} = \frac{\Delta P}{D} \left(1 - e^{-\frac{\omega_0 D}{2H} t} \right) \quad (3.16)$$

Comparando as equações (3.16) e (3.9), percebe-se que a frequência da geração distribuída se comporta de maneira diferente. Quando um pequeno distúrbio ocorre em um sistema elétrico com gerador síncrono conectado, este gerador oscila e tende a se acomodar em um novo ponto de operação. Neste caso, a frequência tende a oscilar na sua frequência natural amortecida ω_d , conforme mostra a Figura 3.1 – A. Desconsiderando o efeito dos reguladores de tensão e a velocidade, a frequência não oscila durante o ilhamento, mas se comporta como uma exponencial, conforme a Figura 3.1 – B.

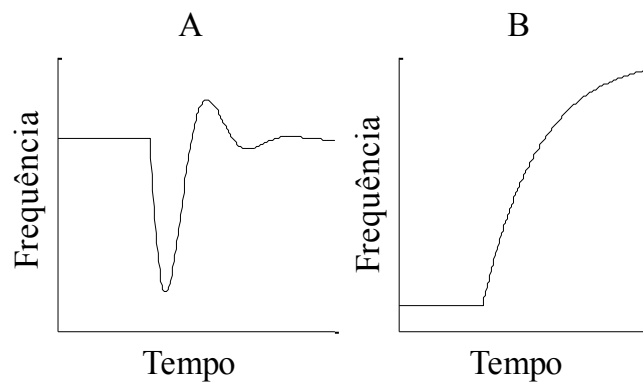


Figura 3.1 – Comportamento da frequência durante:

A – Não ilhamentos (pequenos distúrbios); B – Ilhamento.

3.2.3 Considerações sobre a dinâmica de geradores síncronos durante perturbações.

Durante perturbações em que o gerador síncrono está conectado ao sistema de distribuição, ele tende a oscilar e se acomodar a um novo ponto de operação. Durante ilhamentos a potência sincronizante é zero e desta forma a geração distribuída normalmente não se mantém em sincronismo e sua frequência é dada por uma função exponencial.

Na análise teórica realizada nesta subseção foi desconsiderado o efeito dos reguladores de tensão e velocidade. No entanto deve ser levado em conta que em alguns ilhamentos com pequeno desbalanço de potência, a resposta devido à ação dos reguladores de velocidade pode ter efeitos significativos. Durante os primeiros instantes, a frequência tem um comportamento exponencial. Depois de algum tempo, devido a sua resposta mais rápida, percebe-se o efeito dos reguladores de tensão. Após, com atuação mais lenta, manifesta-se o efeito dos reguladores de velocidade podendo fazer com que a frequência retorne ao seu valor nominal causando algumas oscilações. Nestes casos, a frequência da ilha não se comporta como uma exponencial, mas é similar a uma senoidal. No entanto, esta frequência de oscilação é muito menor que no caso de um distúrbio com o gerador conectado ao sistema principal.

Por fim, destaca-se que a solução encontrada na seção 3.2.1, é uma aproximação para pequenos distúrbios, uma vez que a equação diferencial para grandes distúrbios é não linear e sua solução explícita não é viável, mesmo para configurações simples, como máquina-barras infinita. Desta forma, os estudos envolvendo perturbações maiores devem ser feitos utilizando-se soluções numéricas. Neste trabalho, algumas simulações envolvendo grandes distúrbios serão apresentadas no capítulo 4.

Estas considerações são bases para o entendimento das três metodologias propostas, uma vez que elas utilizam estas características da frequência em geradores síncronos para diferenciar os ilhamentos de outras perturbações.

3.3 MÉTODO DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO UTILIZANDO MORFOLOGIA MATEMÁTICA (MM)

As oscilações nos geradores síncronos distribuídos podem provocar a sensibilização das proteções passivas tradicionais como os relés de sub e sobre frequência, ROCOF e salto vetorial, causando a abertura indevida de gerações distribuídas. Nesta seção será apresentada uma metodologia que tem como objetivo eliminar estas oscilações utilizando morfologia matemática. Ao eliminar estas oscilações é possível aumentar a sensibilidade do relé de

sub/sobrefrequência permitindo assim a detecção de ilhamento com desbalanço de potência menor e com baixo risco de operação indevida por ocasião de outros fenômenos transitórios.

3.3.1 Morfologia Matemática

A Morfologia Matemática (MM) é amplamente utilizada no processamento de imagens. No entanto, a simplicidade de seus operadores facilitou o seu uso em outras áreas. Em proteção de sistemas elétricos de potência a Morfologia Matemática foi aplicada em (WU, et al., 2009):

- Medição fasorial;
- Proteção de linhas de transmissão;
- Proteção de transformadores;
- Proteção de barras;
- Proteções de ultra-alta velocidade; e
- Localização de faltas em linhas de transmissão.

Diferentemente da transformada de Fourier e da transformada Wavelet, a MM está relacionada com a forma do sinal no domínio do tempo e não da frequência. A MM tem como objetivo extrair as estruturas relevantes de um conjunto, operando este conjunto com outro pré-definido que é chamado de Elemento Estruturante (EE). A forma do EE é pré-definida considerando o conhecimento prévio da forma deste sinal. Os dois operadores básicos da morfologia matemática são chamados de Dilatação e Erosão, conforme as equações (3.17) e (3.18), respectivamente.

$$X \oplus G(x) = \max_y [X(x+y) + G(y)], \forall (x+y) \in D_X, y \in D_G \quad (3.17)$$

$$X \ominus G(x) = \min_y [X(x+y) - G(y)], \forall (x+y) \in D_X, y \in D_G \quad (3.18)$$

Em que, \oplus denota a dilatação, \ominus denota a erosão, X denota o sinal que se deseja analisar e G denota o elemento estruturante, D_X e D_G denotam respectivamente o domínio de X e G , e x e y denotam uma posição entre uma posição no vetor X e G respectivamente. Os dois outros operadores da morfologia matemática, chamados de Abertura e Fechamento, são

apresentados nas equações (3.19) e (3.20), respectivamente. O operador Abertura é definido como uma operação de Erosão e Dilatação. Segundo Wu, Lu e Ji, (2009) a abertura pode recuperar boa parte das estruturas perdidas pela erosão do sinal. No fechamento a ordem é invertida, primeiro uma operação de dilatação e depois uma de erosão.

$$X \circ G = (X \ominus G) \oplus G \quad (3.19)$$

$$X \bullet G = (X \oplus G) \ominus G \quad (3.20)$$

Em que, \circ denota a Abertura e \bullet denota o Fechamento.

3.3.2 O algoritmo da MM

A transformada morfológica dada na equação (3.21) tem sido utilizada para a remoção da componente exponencial decrescente da corrente de curto-circuito transitória. Esta transformada é capaz de eliminar todos os detalhes da forma de onda que apresentem comprimento menor que o elemento estruturante (G) (WU, et al., 2009).

$$\Delta F_{\text{filt.}} = (\Delta F \circ G \bullet G + \Delta F \bullet G \circ G) / 2 \quad (3.21)$$

Nesta tese, será proposta a utilização da transformada (3.21) para a remoção das oscilações no sinal da frequência em decorrência de transitórios no sistema de distribuição tais como curtos-circuitos e chaveamentos de grandes blocos de carga. Na equação (3.21) ΔF representa o desvio de frequência em relação a nominal medido no gerador e ΔF_{filt} representa o desvio de frequência filtrado.

Para exemplificar o funcionamento da MM, foi simulado um caso de curto-circuito seguido de ilhamento apresentado na Figura 3.2. Em zero segundo ocorre um curto-circuito monofásico que provoca oscilações na frequência até o ilhamento em 0,35s. Na Figura 3.2 pode-se ver a ação da transformada morfológica e vários estágios da remoção da componente senoidal do sinal. Na Figura 3.2 – A, tem-se o desvio de frequência do gerador síncrono em relação à frequência nominal (60 Hz) e as operações Erosão (\ominus) e Dilatação (\oplus) do sinal. Na Figura 3.2 – B, pode-se ver as operações de Abertura (\circ) e Fechamento (\bullet). Na Figura 3.2 – C, tem-se as duas parcelas que compõem a transformada morfológica dada pela equação (3.21) e a frequência filtrada obtida ao final da transformada.

Observa-se que a transformada morfológica remove boa parte da oscilação em decorrência do curto-circuito, mas deixa a variação de frequência exponencial devido ao ilhamento. Esta propriedade é importante, pois permite o disparo nos casos de ilhamento e inibe nos casos de curtos-circuitos e chaveamentos de carga. Assim, o método da MM pode ter ajustes mais restritos do que uma proteção de sub/sobrefrequência convencional.

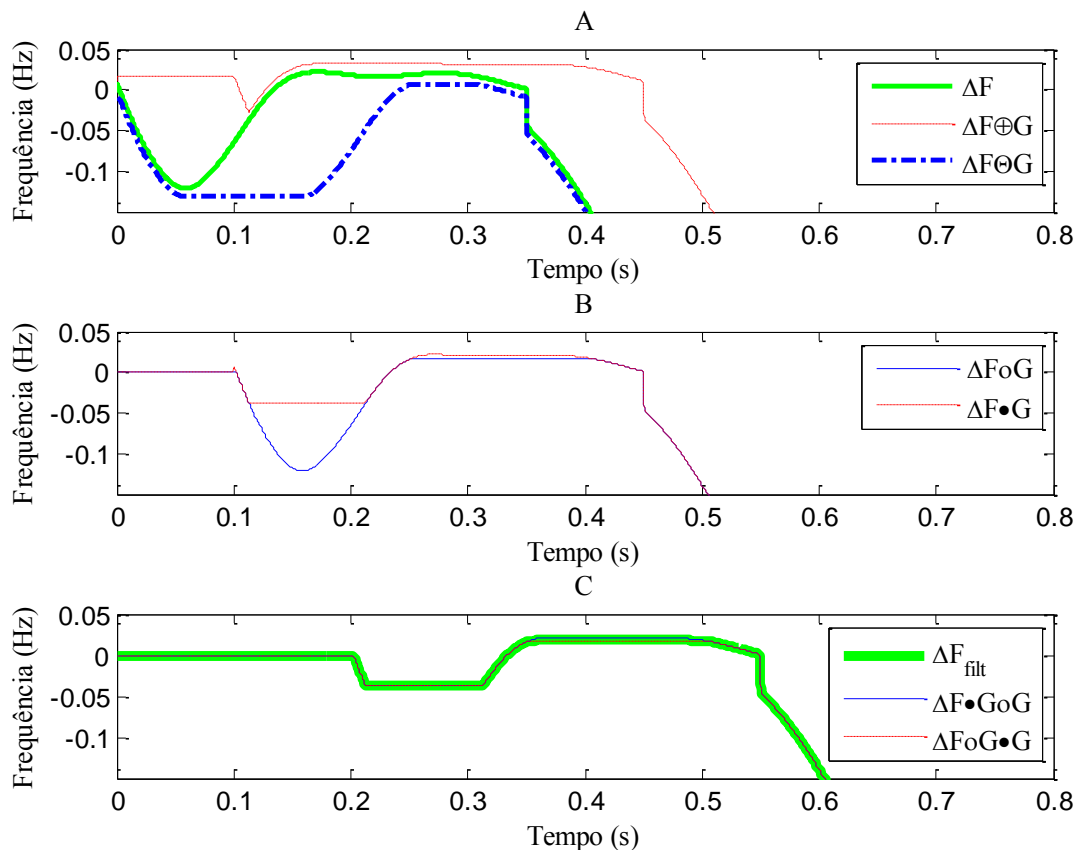


Figura 3.2 – A transformada Morfológica de um sinal de curto-circuito seguido de ilhamento. A - Operações de Dilatação e Erosão. B - Operação de Abertura e Fechamento. C – Parcelas da transformada morfológica dada pela equação (3.21)

A Figura 3.3 mostra o fluxograma do algoritmo de detecção de ilhamento proposto. As oscilações na variação de frequência em relação à nominal são atenuadas pela transformada morfológica apresentada na equação (3.21). Se o desvio da frequência filtrada for maior que o limiar de ajuste Th1 (0,5 Hz), o algoritmo envia um sinal para desconectar a GD. Caso contrário, o desvio da frequência filtrada é comparado com o limiar Th2. Se o desvio de frequência for maior que Th2 (0,05 Hz), um contador m é iniciado e incrementado a cada

nova amostra que extrapola o limiar. Quando m atinge Th3, que é 1024 (8 ciclos de 60 Hz), um sinal é enviado para desconectar a geração distribuída.

Na figura 3.4 é apresentado um exemplo do funcionamento e do desempenho do algoritmo de detecção de ilhamento proposto. Na figura 3.4 – A, é possível comparar o desvio de frequência antes e depois da aplicação da transformada morfológica. Pode-se observar que as oscilações devido ao curto-circuito são fortemente atenuadas. A figura 3.4 – B apresenta o módulo do desvio da frequência e os limiares Th1 e Th2. Na figura 3.4 – C é possível ver o sinal de *Trip* enviado para a desconexão da GD após a ocorrência do ilhamento e transcorrido a temporização estabelecida pelo limiar Th3.

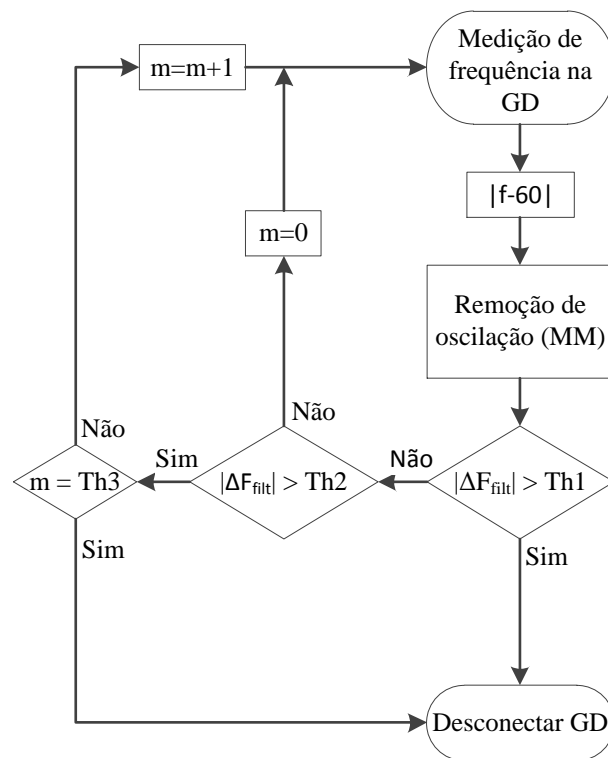


Figura 3.3 – Algoritmo proposto para detecção de ilhamento fundamentado em MM.

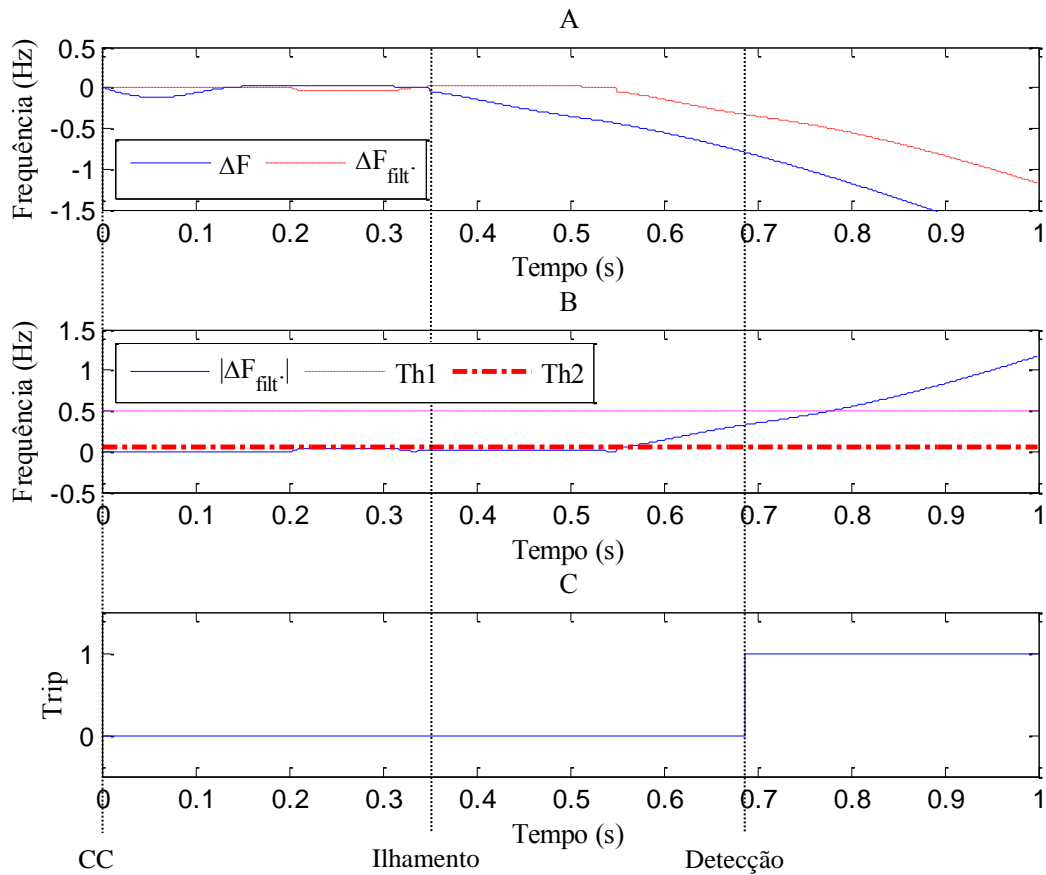


Figura 3.4 – Desempenho do método de detecção de ilhamento proposto em um caso de curto-circuito seguido de ilhamento.

3.3.3 Procedimento de ajuste do método da Morfologia Matemática

No método da MM deve-se ajustar o comprimento do elemento estruturante (G), $Th1$, $Th2$ e $Th3$.

- Comprimento do elemento estruturante (G):

Para se determinar o comprimento do elemento estruturante são necessárias simulações de chaveamentos de carga e curtos-circuitos. G deverá ter comprimento igual ou maior a meio ciclo da frequência de oscilação do gerador, uma vez que a transformada morfológica remove todas as oscilações com comprimento de onda inferior ao dobro de seu comprimento.

$$T_G \geq T_{OSC}/2 \quad (3.22)$$

Em que, T_G representa o comprimento de G em segundos, T_{OSC} representa o comprimento de onda da frequência de oscilação. No entanto, a transformada não deve eliminar as oscilações de frequência menores, causadas pela ação do regulador de velocidade na ocorrência de um ilhamento. Assim tem-se que o comprimento de G deve ser menor que a metade do período das oscilações causadas por ilhamentos, conforme (3.23).

$$T_G < T_{Ilha} / 2 \quad (3.23)$$

Em que T_{Ilha} é o período referente a oscilações de frequência menores, causadas pela ação do regulador de velocidade na ocorrência de um ilhamento.

Conforme visto anteriormente, o comprimento do elemento estruturante deve ser maior que a metade do comprimento de onda das oscilações por curtos-circuitos e chaveamentos de carga e menor que o comprimento de onda das oscilações durante ilhamento. No entanto, dependendo da posição e da impedância de falta, os curtos-circuitos trifásicos podem causar um afundamento de tensão que reduz o coeficiente de potência sincronizante fazendo com que o gerador se comporte de maneira similar a de um ilhamento. Desta maneira, curtos-circuitos trifásicos são muito difíceis de diferenciar de ilhamentos. Assim, define-se que o comprimento do elemento estruturante deve ter aproximadamente a metade do maior comprimento de onda das oscilações decorrentes de um curto-circuito monofásico com impedância de falta zero. Neste trabalho G tem o comprimento equivalente a seis ciclos de 60 Hz (0,1 s ou 768 colunas) e todos os elementos são 0,01 conforme mostra a Figura 3.5. Deve-se observar que o comprimento de G estará diretamente relacionado com o atraso que o sinal sofrerá, impactando no tempo de detecção de ilhamento.

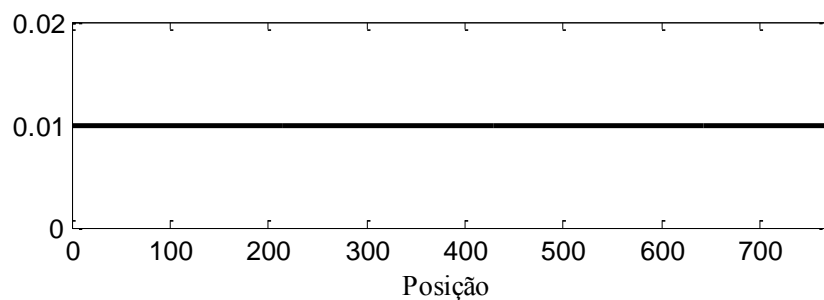


Figura 3.5 – Elemento Estruturante.

- Limiar Th1:

O Limiar Th1 garante a operação instantânea do relé quando ocorre um ilhamento com grande desbalanço de potência. Ao mesmo tempo, o limiar Th1 não deve permitir a operação indevida para a maioria dos curtos-circuitos, assim seu ajuste deve ser maior que o maior desvio de frequência filtrado causado por curtos circuitos.

$$\text{Th1} \geq \Delta f_{\text{cc}3\phi} \quad (3.24)$$

Em que $\Delta f_{\text{cc}3\phi}$, é o máximo desvio de frequência causado por curtos-circuitos trifásicos. Neste trabalho Th1 é definido como (3.8).

$$\text{Th1} \cong 10 \cdot \text{Th2} \quad (3.25)$$

- Limiar Th2:

O limiar Th2 deve evitar ao menos o disparo indevido por curtos-circuitos e permitir o disparo do relé anti-ilhamento para pequenos desbalanços de potência. Uma vez que curtos-circuitos trifásicos de impedância de falta próximas de zero geram frequências muito próximas às geradas em casos de ilhamento, é impossível ajustar Th2 de forma a proteger de todos os curtos-circuitos.

Sabendo que a frequência em um sistema elétrico interligado de grande porte normalmente varia em torno de ± 20 mHz (IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, 2005), o ajuste Th2 deve evitar disparos indevidos por desvios de frequência que ocorrem na operação normal do sistema. Desta forma utilizou-se como critério para ajuste de Th2 a variação de frequência filtrada (ΔF_{filt}) causada por um desbalanço de potência de 1,5%, assim tem-se (3.25). Assim, neste trabalho Th2 é igual a 50 mHz. Pode-se perceber que ele é bem maior que as variações de frequência típicas de um grande sistema interligado em regime permanente. Porém conforme será visto na seção 3.4.3 este ajuste não é maior que as grandes perturbações que ocorram nestes sistemas. Ou seja, estas grandes perturbações podem causar aberturas indevidas.

$$\text{Th2} \cong \Delta f_{1,5\%} \quad (3.26)$$

Em que $\Delta f_{1.5\%}$ é o máximo desvio de frequência depois de processado pela morfologia matemática, durante ilhamento com desbalanço de potência igual a 1.5% da potência nominal.

- Limiar Th3:

O limiar Th3 provê uma maior robustez ao método, evitando assim a operação por curtos-circuitos em que o desvio de frequência ultrapasse Th2. Por outro lado este parâmetro impacta diretamente sobre o tempo de detecção do método para pequenos desbalanços de potência. Temporizações muito grandes podem causar a não detecção do ilhamento para pequenos desbalanços de potência uma vez que a ação dos reguladores de velocidades pode estabilizar a frequência em valores próximos a nominal. Testes no sistema apresentado no próximo capítulo mostraram que temporizações equivalentes a 8 ciclos de 60 Hz (1024 amostras) evitam a maior parte dos disparos por curtos-circuitos.

3.4 MÉTODO DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO BASEADO NA ESTIMAÇÃO DA FREQUÊNCIA DE OSCILAÇÃO (EFO)

O método proposto na seção anterior visa atenuar as oscilações na frequência de forma a evitar que estas causem disparos indesejáveis do algoritmo de detecção de ilhamento. O algoritmo proposto nesta seção age de maneira a aproveitar as informações sobre o estado do sistema presentes nas oscilações de frequência. Assim, ao invés de atenuar as oscilações de frequência, ele usa a frequência de oscilação para determinar o estado da máquina síncrona. O método de detecção de ilhamento proposto utiliza um estimador de determinar a frequência de oscilação dos geradores síncronos distribuídos e assim diferenciar o ilhamento de outros eventos que possam acontecer no sistema de distribuição. As metodologias propostas por (ZEINELDIN, et al., 2007) e (BAKHSHI, et al., 2013) estão fundamentadas na estimação do amortecimento e da frequência para caracterização do ilhamento, o que gera um tempo de detecção relativamente grande. Já o método proposto utiliza um estimador de frequência diferente e não estima o amortecimento, o que é vantajoso considerando que para realizar o cálculo do amortecimento é necessário uma janela de tempo relativamente grande, e com isso é possível obter tempos de detecção menores.

3.4.1 Método de estimação de frequência

Quando se fala em estimação de frequência, essa normalmente está relacionada com a estimação da frequência nominal da tensão, ou seja, 60 Hz. Neste trabalho, tem-se o interesse em estimar a frequência de oscilação da máquina síncrona, ou seja, a frequência com que a frequência elétrica varia. Porém, não é abordada a estimação de frequência elétrica, pois, geralmente em máquinas síncronas esta é feita através da velocidade mecânica do gerador síncrono. Apesar de não serem completamente idênticas, elas são muito parecidas e apresentam as mesmas características de oscilação. Além disso, as medições da frequência elétrica a partir da velocidade mecânica não apresentam os erros devidos às componentes harmônicas presentes no sistema de distribuição.

Nesta seção é apresentado um novo método para a estimação de frequência de oscilação. Este método é inspirado em um método de ajuste de pontos para um sinal senoidal puro utilizado para estimação da frequência elétrica (SORRENTINO e CARVALHO, 2010). Considerando um gerador síncrono operando a velocidade ω , tem-se que o seu desvio de frequência elétrica em relação à nominal é dado pela equação (3.27).

$$\Delta\omega_k = \omega_k - \omega_0 \quad (3.27)$$

Em que, ω_k denota a frequência elétrica do gerador, ω_0 denota a frequência elétrica nominal, k representa o instante de tempo. Negligenciando o efeito do amortecimento apresentado na equação (3.9), a variação da frequência elétrica durante transitórios pode ser formulada como uma oscilação senoidal, conforme a cossenoide apresentada pela equação (3.28).

$$\Delta\omega_k = A \cos(\omega_{osc} k \Delta t - \pi/2) \quad (3.28)$$

Em que, k representa o instante de tempo, ω_{osc} representa a frequência de oscilação, Δt representa o intervalo de amostragem e A representa a amplitude da oscilação da frequência para pequenos distúrbios. Pode-se perceber comparando (3.28) com (3.9) que A é dada por (3.29).

$$A = -\frac{\omega_n \Delta \delta(0)}{\sqrt{1-\zeta^2}} e^{-\zeta \omega_n t} \quad (3.29)$$

A partir de medições da variação da frequência da máquina síncrona ($\Delta\omega_k$), deseja-se estimar a ω_{osc} . No entanto (3.28) apresenta três incógnitas; A que é considerado constante para pequenos períodos, k e ω_{osc} . Assim, são necessárias outras duas medidas de variação da frequência da máquina síncrona. Para dois outros instantes de tempo $k-N$ e $k-2N$, onde $2N$ é o tamanho da janela utilizada, têm-se as equações (3.30) e (3.31):

$$\Delta\omega_{k-N} = A \cos(\omega_{osc}(k-N)\Delta t - \pi/2) \quad (3.30)$$

$$\Delta\omega_{k-2N} = A \cos(\omega_{osc}(k-2N)\Delta t - \pi/2) \quad (3.31)$$

A fim de determinar a frequência de oscilação pode-se adicionar (3.29) em (3.31) e dividir por (3.30) obtendo-se a (3.32)

$$\frac{\Delta\omega_k + \Delta\omega_{k-2N}}{\Delta\omega_{k-N}} = \frac{\cos(\omega_{osc}k\Delta t - \pi/2) + \cos(\omega_{osc}(k-2N)\Delta t - \pi/2)}{\cos(\omega_{osc}(k-N)\Delta t - \pi/2)} \quad (3.32)$$

Para facilitar a dedução, define-se uma variável auxiliar inteira q , onde k é dado por (3.33)

$$k = q + N \quad (3.33)$$

Reescrevendo (3.32) e utilizando a definição dada em (3.33) tem-se (3.34)

$$\frac{\Delta\omega_k + \Delta\omega_{k-2N}}{\Delta\omega_{k-N}} = \frac{\cos(\omega_{osc}(q+N)\Delta t - \pi/2) + \cos(\omega_{osc}(q-N)\Delta t - \pi/2)}{\cos(\omega_{osc}q\Delta t - \pi/2)} \quad (3.34)$$

Utilizando as relações trigonométricas de somas de ângulos, tem-se a equação (3.35)

$$\begin{aligned}
& \frac{\Delta\omega_k + \Delta\omega_{k-2N}}{\Delta\omega_{k-N}} \\
= & \frac{\cos(\omega_{osc}q\Delta t - \pi/2)\cos(\omega_{osc}N\Delta t) - \text{sen}(\omega_{osc}q\Delta t - \pi/2)\text{sen}(\omega_{osc}N\Delta t)}{\cos(\omega_{osc}q\Delta t - \pi/2)} \\
& + \frac{\cos(\omega_{osc}q\Delta t - \pi/2)\cos(\omega_{osc}N\Delta t) + \text{sen}(\omega_{osc}q\Delta t - \pi/2)\text{sen}(\omega_{osc}N\Delta t)}{\cos(\omega_{osc}q\Delta t - \pi/2)}
\end{aligned} \tag{3.35}$$

Rescrevendo (3.35)

$$\frac{\Delta\omega_k + \Delta\omega_{k-2N}}{\Delta\omega_{k-N}} = 2\cos(\omega_{osc}N\Delta t) \tag{3.36}$$

Isolando a frequência de oscilação ω_{osc} e substituindo $\Delta\omega_k$ por (3.27), tem-se a equação da frequência de oscilação dada pela equação (3.37).

$$\omega_{osc} = \frac{1}{N\Delta t} \text{acos}\left(\frac{\omega_k + \omega_{k-2N} - 2\omega_0}{2\omega_{k-N} - 2\omega_0}\right) \tag{3.37}$$

A frequência de oscilação pode ser obtida em hertz pela equação (3.38)

$$f_{osc}(k) = \frac{f_{sampl}}{2\pi N} \text{acos}\left(\frac{f(k) + f(k-2N) - 2f_0}{2f(k-N) - 2f_0}\right) \tag{3.38}$$

Em que, f_{sampl} denota a frequência de amostragem e $2N$ representa o tamanho da janela utilizada. O tamanho da janela impacta diretamente na precisão do algoritmo e no tempo de detecção do ilhamento. A escolha do tamanho da janela deve levar em conta a taxa de amostragem e a qualidade da medição da frequência do gerador. Foram testados diversos tamanhos de janelas, dentre as janelas testadas a de 16 amostras apresentou um dos melhores compromissos entre precisão e velocidade para estes casos. Assim, neste trabalho N é igual a 8 amostras, resultando em uma janela de 16 amostras, ou seja 2,1 ms para uma frequência de amostragem de 7860 Hz. Esta janela é muito menor do que as utilizadas por Zeineldin *et al.* (2007) e Bakhshi, Noroozian e Gharehpetian (2013) que utilizaram janelas de 350 ms e 500 ms, respectivamente. Esta redução no tamanho da janela permitirá a detecção do ilhamento de forma bem mais rápida. Janelas muito pequenas normalmente estão sujeitas a interferências

por ruídos e harmônicas. No entanto, no caso de máquinas síncronas a frequência pode ser medida através da velocidade mecânica do rotor a qual não sofre com estas interferências.

3.4.2 Algoritmo proposto para a detecção de ilhamento fundamentado na estimação da frequência de oscilação de geradores síncronos

O algoritmo proposto é apresentado na Figura 3.6. Quando o desvio da frequência em relação ao seu valor nominal, 60 Hz, passa o limiar F_{th} , a frequência da oscilação começa a ser calculada pela equação (3.38). Isto é importante para evitar o cálculo da frequência durante a operação normal do sistema, o que ocupa o processador e poderia ocasionar um desligamento indevido. Conforme será mostrado na seção 3.4.3, F_{th} é ajustado para ser 50 mHz.

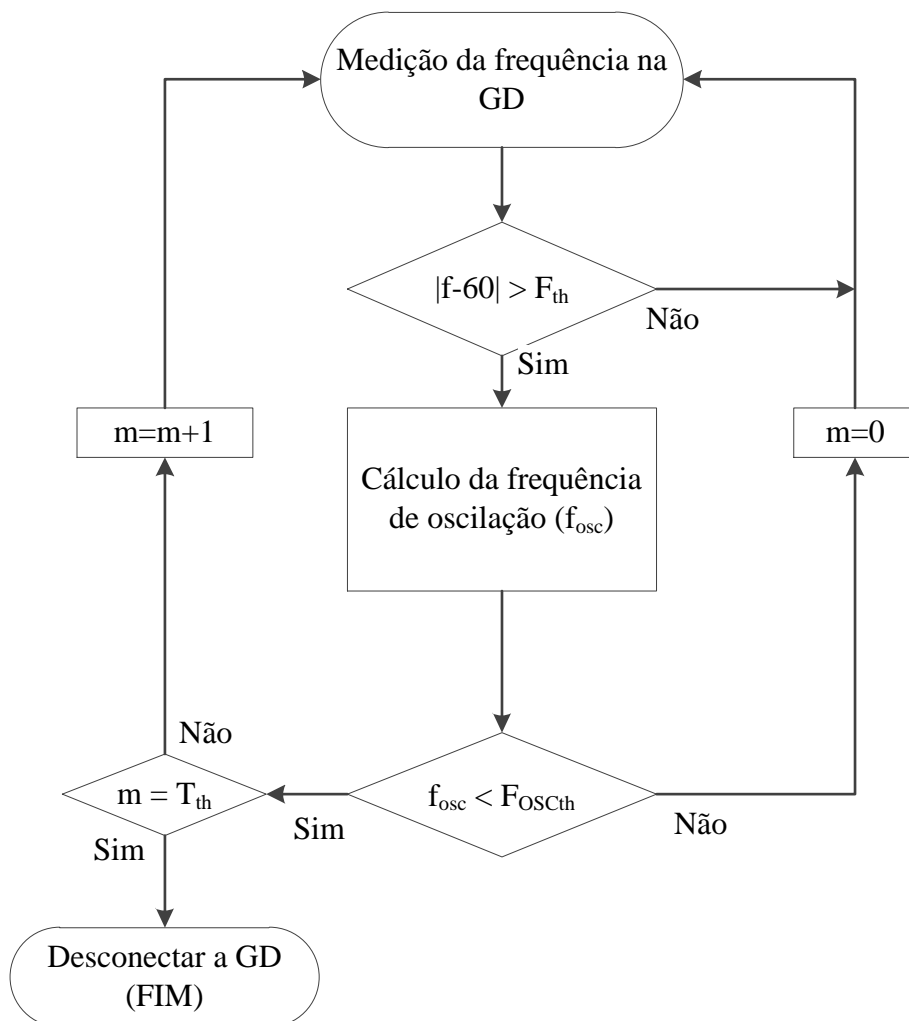


Figura 3.6 – Algoritmo de detecção de ilhamento fundamentado na estimação da frequência de oscilação.

A frequência de oscilação (f_{osc}) é comparada com F_{OSCth} , e se menor, dá-se início a uma temporização que ao atingir T_{th} gera um sinal para a desconexão da GD. Esta condição faz com que a GD somente seja desconectada se a frequência de oscilação se mantiver abaixo do ajuste F_{OSCth} , o que é uma característica presente durante o ilhamento. Para o sistema teste apresentado neste trabalho F_{OSCth} é igual a 2,5 Hz conforme será mostrado na seção 3.4.3.

O pequeno atraso introduzido por T_{th} é necessário para aumentar a robustez do método. Nos estudos conduzidos neste trabalho foi utilizada uma temporização de dois ciclos de 60 Hz, ou seja, T_{th} é 256 para uma frequência de amostragem de 7680 Hz.

Na Figura 3.7 é apresentado o comportamento do algoritmo proposto durante a comutação de um grande bloco de carga. A Figura 3.7-A mostra a frequência elétrica ultrapassando o limiar F_{th} . No entanto, o sinal de disparo não é enviado (Figura 3.7 - C) porque a frequência de oscilação é maior que o ajuste F_{OSCth} conforme pode ser visto na Figura 3.7-B. Uma proteção tradicional de sub/sobrefrequência não apresenta nenhum outro critério para avaliar a frequência, o que causaria o disparo indevido se fossem utilizados os mesmos ajustes do método EFO. Tais ajustes seriam proibitivos, pois resultariam em um elevado número de operações indevidas.

Por meio da Figura 3.8, pode-se ver o comportamento do algoritmo durante um ilhamento. Nos primeiros milissegundos o comportamento da frequência pode ser modelado como uma função exponencial. Depois de algum tempo, os reguladores de tensão e velocidade começam a atuar e a frequência assume um comportamento oscilatório. É importante salientar que o maior efeito na oscilação da frequência é devido ao regulador de velocidade. No entanto, o regulador de tensão apresenta um tempo de resposta muito menor, afetando a frequência principalmente nos primeiros instantes. Desta forma, é importante que este esteja presente nos modelos utilizados nos sistemas testes. A Figura 3.8-A apresenta o comportamento da frequência elétrica durante o ilhamento. Percebe-se que a frequência ultrapassa o Limiar F_{th} habilitando desta maneira a estimação da frequência de oscilação. Na Figura 3.8-B é apresentada a frequência de oscilação estimada pelo algoritmo. Percebe-se que a frequência de oscilação se mantém menor que o ajuste F_{OSCth} na maior parte do tempo, permitindo assim que transcorra a temporização estabelecida por T_{th} e o sinal de *Trip* seja enviado conforme mostra a Figura 3.8-C.

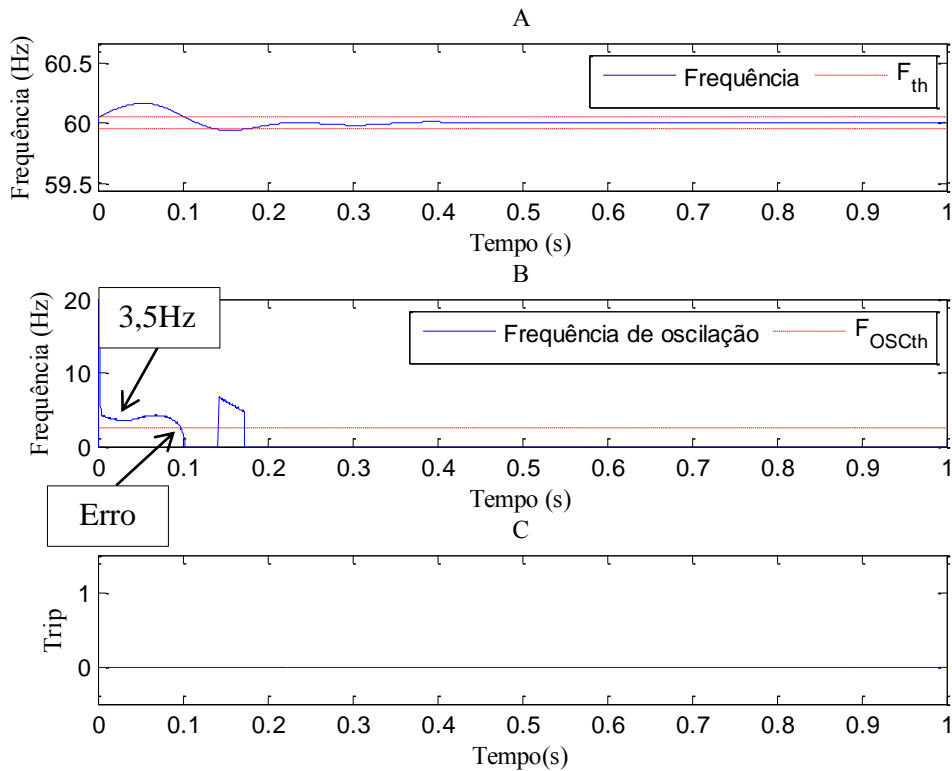


Figura 3.7 – Comportamento do algoritmo proposto durante a comutação de um grande bloco de carga.

A – Frequência da GD, B – Frequência de oscilação da GD, C – Sinal de Trip.

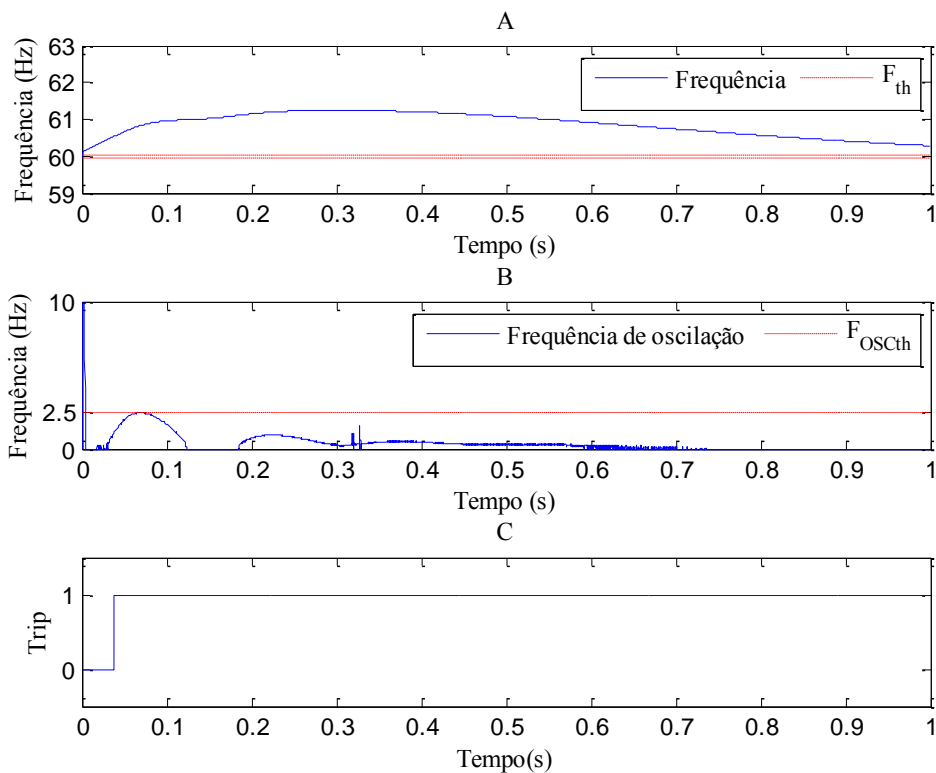


Figura 3.8 – Comportamento do algoritmo proposto durante ilhamento.
A – Frequência da GD, B – Frequência de oscilação da GD, C – Sinal de Trip.

Na Figura 3.8 – A pode-se ver que a frequência é 60 Hz em zero segundo e começa a crescer devido ao desbalanço de potência na ilha formada. Após 0,35 s a frequência começa a retornar ao seu valor nominal. O desvio da frequência em relação a 60 Hz pode ser aproximado por uma função senoidal cuja frequência se quer determinar. No entanto, uma vez que este desvio da frequência em relação à nominal não é perfeitamente senoidal, a estimação da frequência de oscilação pode apresentar erros. Muitas vezes, devido a estes erros, a frequência de oscilação estimada pode ultrapassar o limiar F_{OSCth} . No entanto, conforme pode ser visto na Figura 3.8-B ela se mantém abaixo de F_{OSCth} na maior parte do tempo, o que é suficiente para o algoritmo detectar o ilhamento.

A função arco-cosseno utilizada retorna valores reais no intervalo de $[0, \pi]$. Uma vez que o desvio de frequência em relação a nominal não é perfeitamente senoidal em algumas situações de ilhamento $f(k) + f(k-2N) - 2f_0$ pode ser maior que $2f(k-N) - 2f_0$. Nestes casos, a função arco-cosseno da equação (3.38) pode não estar dentro dos limites $[-1, 1]$, desta forma a frequência é igualada à zero. Todavia, esta suposição não afeta o desempenho do método, uma vez que habilita a detecção de ilhamento.

3.4.3 Procedimento de ajuste do método da estimação da frequência de oscilação

O método da estimação da frequência de oscilação apresenta os limiares F_{th} , F_{OSCth} e T_{th} que devem ser ajustados.

- Limiar F_{th} :

O limiar F_{th} controla quando o relé irá ou não calcular a frequência de oscilação. Valores grandes para este limiar implicam em aumento da zona de não detecção. No entanto, valores muito pequenos permitem que frequência do sistema permaneça continuamente fora da faixa estabelecida pelo limiar. Neste caso, variações na frequência do sistema podem gerar disparos indevidos.

Como referência para o ajuste de F_{th} será analisado os casos apresentados por Decker et al. (2010). Eles apresentam medições de frequência durante dois eventos de grande porte no Brasil. O primeiro do dia 21 de março de 2009, refere-se à abertura de uma linha de 525 kV que interliga Lajeado e Miracema seguido de um despacho de geração de 900 MW na planta hidroelétrica de Lajeado. O segundo, refere-se ao *blackout* de 10 de novembro de 2009 causado pela abertura das três linhas de 765 kV (Itaberá-Ivaiporã) que conectam a usina hidroelétrica de Itaipu ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Antes da ocorrência destes

eventos, percebe-se que a frequência apresentava um desvio máximo de aproximadamente ± 20 mHz. Durante a ocorrência do primeiro evento a frequência apresentou um desvio máximo de 0,37 Hz, e no segundo evento, um desvio máximo de 3,6 Hz. Nestes eventos de grande porte, a frequência pode permanecer fora da nominal por períodos relativamente longos e as frequências de oscilação do sistema podem ser baixas.

Se os relés fossem ajustados de maneira a suportar estes eventos, ou seja, em uma frequência maior que as frequências durante as perturbações de 2009 estes se tornariam insensíveis a diversas situações de ilhamento de baixo desbalanço de potência. Para se obter um desvio de frequência maior que 0,37 Hz no gerador apresentado no sistema teste do capítulo 4 é necessário um desbalanço de potência de ao menos 12,5%. Desta forma, ajustes que tornariam o algoritmo tolerante a este desvio de frequência (0,37 Hz) gerariam uma zona de não detecção de ao menos 12,5%, o que é muito grande.

Considerando que o desvio de frequência em um sistema interligado de grande porte em regime permanente seja de no máximo de ± 20 mHz, F_{th} deve ser maior que este valor. Nos casos apresentados F_{th} é ajustado em 50 mHz, desta forma este ajuste evita o desligamento por desvios de frequência que ocorrem na operação em regime permanente de um grande sistema interligado, e evita o desligamento por desvios de frequência causados por algumas perturbações. Apesar disso, o ajuste não protege contra grandes perturbações tais como as ocorridas em 2009.

- Limiar F_{OSCth}

F_{OSCth} tem grande impacto no desempenho do método. O valor selecionado deve ser menor que a menor frequência natural de oscilação (ω_d) definida na equação (3.9). Considerando-se que (ω_d) é uma aproximação para pequenos distúrbios e não existe uma solução explícita para distúrbios maiores, F_{OSCth} deve ser determinado através da análise de simulações eletromecânicas de curtos-circuitos e comutações de carga. Nestas simulações, deve ser levado em conta os reguladores de tensão e velocidade, uma vez que seus efeitos podem ser significativos durante ilhamentos com pequenos desbalanços de potência. O valor de F_{OSCth} deve respeitar a condição expressa em (3.39).

$$F_{osc_{Ilha}} \leq F_{OSCth} \leq F_{osc_{1\phi}} \quad (3.39)$$

Em que $F_{osc_{ilha}}$ é a maior frequência de oscilação da máquina síncrona durante ilhamentos. Em geral a $F_{osc_{ilha}}$ é dependente dos parâmetros da máquina e dos controles de velocidade. Deverão ser realizadas simulações de ilhamento com duração de ao menos 500 ms, calculada a frequência de oscilação e identificado o seu maior valor.

$F_{osc_{1\phi}}$ representa a menor frequência de oscilação em decorrência de curtos-circuitos monofásicos ou chaveamentos de grandes blocos de carga. Curtos-circuitos bifásicos e trifásicos podem se assemelhar a ilhamentos em decorrência da diminuição do coeficiente de potência sincronizante. Desta forma, curtos-circuitos bifásicos e trifásicos não são uma boa opção para a determinação deste ajuste.

Assim, para se determinar a frequência de oscilação do sistema devem-se fazer simulações de comutação de carga e curtos-circuitos monofásicos. A Figura 3.7 apresenta um caso de saída de um grande bloco de carga. Pode-se observar que a frequência de oscilação se manteve maior que 3,5 Hz na maior parte do tempo. Na Figura 3.8 é apresentado um caso de ilhamento. Observa-se que a frequência de oscilação se manteve menor que 2,45 Hz na maior parte do tempo. Assim, dentre a possível faixa de ajuste de 2,45 Hz e 3,5 Hz neste trabalho $F_{osc_{th}}$ é igual a 2,5 Hz.

- Limiar T_{th}

Devido à janela utilizada pelo algoritmo ser relativamente pequena e a possibilidade do desvio de frequência em relação a nominal não ser senoidal o método de estimação de frequência pode estar sujeito a erros de estimação. O efeito destes erros pode ser minimizado através do uso da temporização T_{th} . Em geral, estes erros ocorrem em pequenos intervalos de tempo, sendo possível a utilização de temporizações relativamente pequenas. Conforme indicado na Figura 3.7 pode-se ver que por um pequeno tempo (8 ms), a frequência calculada é menor que o limiar estabelecido, mesmo este evento não sendo um ilhamento. Isto representa um erro para o propósito de detecção de ilhamento, desta maneira, a temporização deve ser maior que este intervalo. Os casos testados mostraram que temporizações equivalentes a 2 ciclos de 60 Hz (33 ms) são suficientes para o correto funcionamento do algoritmo.

3.5 MÉTODO DE RECONHECIMENTO DE PADRÃO (RP)

O método EFO visa diferenciar as situações de ilhamento a partir de sua frequência de oscilação. No entanto, em algumas situações o desvio da frequência em relação a nominal

pode não ser perfeitamente senoidal, o que pode causar erros de operação. O método de Reconhecimento de Padrão proposto nesta seção não visa à estimação da frequência de oscilação, mas sim reconhecer a sua forma. A estratégia adotada consiste em utilizar a informação do comportamento da frequência para diferenciar ilhamentos de eventos conectados a uma barra infinita. O algoritmo proposto nesta seção utiliza uma técnica de reconhecimento de padrão fundamentada em decomposição em valores singulares apresentada por KUTZ (2013). Para isso a frequência é decomposta utilizando Decomposição em Valores Singulares (DVS, do inglês *Singular Value Decomposition*), e suas componentes são examinadas com Análise Discriminante Linear (ADL) usando o quociente de Rayleigh.

3.5.1 Decomposição em Valores Singulares

A decomposição em valores singulares é a fatoração de uma matriz em componentes. Ela é amplamente utilizada em aplicações como ajuste de dados por mínimos quadrados, e cálculos de pseudo-inversa de uma matriz. Em sistemas elétricos de potência, ela tem sido utilizada para posicionamentos de Unidades de Medição Fasoriais, *Phasor Measurement Units* (PMUs), de forma a beneficiar a avaliação da estabilidade dinâmica (DEHGHANI, et al., 2013).

A DVS expande uma matriz em bases ortogonais. No entanto, diferentemente das expansões da Transformada de Fourier e Wavelet, as bases não são previamente conhecidas. Assim, as bases da decomposição de uma matriz são determinadas de forma a minimizar o número de bases necessárias para se atingir certo grau de precisão. Na Transformada de Fourier (TF), por exemplo, os dados são representados em termos de suas componentes em frequência, o que é muito importante para o entendimento de alguns problemas físicos. Porém, a TF deve ser aplicada em janelas múltiplas do período de oscilação, pois caso contrário corre-se o risco da ocorrência de vazamento espectral e necessita de inúmeras componentes para representar um sinal não senoidal. Alternativamente, com a decomposição em valores singulares, é possível representar os dados de entrada com o menor número de bases possíveis para atingir determinada precisão. Outro ponto que deve ser destacado, é que qualquer matriz tem uma decomposição em valores singulares, o que difere, por exemplo, da decomposição em auto valores e autovetores.

A DVS decompõe uma matriz $A_{m \times n}$, em uma matriz unitária $V_{n \times n}$ formada por vetores singulares à direita, uma matriz diagonal de autovalores $\Sigma_{m \times n}$, e uma matriz unitária $U_{m \times m}$ formada por vetores singulares à esquerda, conforme mostrado na (3.40).

$$A = U\Sigma V^* \quad (3.40)$$

Em que, $*$ denota o conjugado transposto e a matriz diagonal Σ é composta de valores singulares σ_i que são não negativos e ordenados de forma decrescente, ou seja:

$$\sigma_1 \leq \sigma_2 \leq \sigma_3 \dots \leq \sigma_r, \quad r = \min(m, n) \quad (3.41)$$

Considerando que a matriz A dada por (3.40) e que T representa o transposto de uma matriz, tem-se que $A^T A$ pode ser dado por (3.42) e (3.43).

$$A^T A = (U\Sigma V^*)^T (U\Sigma V^*) = V\Sigma U^* U\Sigma V^* \quad (3.42)$$

$$A^T A = V\Sigma^2 V^* \quad (3.43)$$

De forma semelhante tem-se que AA^T é dado por (3.44) e (3.45).

$$AA^T = (U\Sigma V^*)(U\Sigma V^*)^T = U\Sigma V^* V\Sigma U^* \quad (3.44)$$

$$AA^T = U\Sigma^2 U^* \quad (3.45)$$

Multiplicando respectivamente (3.43) e (3.45) por V e U pela direita obtêm-se dois problemas de determinação de autovalores dados por (3.46) e (3.47).

$$A^T A V = V\Sigma^2 \quad (3.46)$$

$$AA^T U = U\Sigma^2 \quad (3.47)$$

Desta forma U e V são determinados pelos autovetores de $A^T A$ e AA^T respectivamente, e Σ é determinado através da raiz quadrada de seus autovalores. Considerando que os valores singulares σ_i que compõem Σ são não negativos, deve-se avaliar os sinais de U e V de forma a garantir a sua consistência.

Deseja-se analisar a frequência de um gerador a fim de avaliar sua conexão com o sistema e verificar se este está ilhado ou conectado a um sistema interligado. Desta forma a

matriz A é formada por diversas colunas em que cada uma é constituída por sinais de desvio da frequência do gerador. Assim, uma matriz A contendo $2N$ sinais de frequência é apresentada em (3.48).

$$A = [\Delta f_{ni}(1) \quad \cdots \quad \Delta f_{ni}(N) \quad \Delta f_i(1) \quad \cdots \quad \Delta f_i(N)] \quad (3.48)$$

Em que Δf_{ni} é um vetor coluna contendo desvios de frequência em transitórios onde o gerador síncrono não estáilhado e Δf_i é um vetor coluna contendo desvios de frequência em transitórios em que o gerador síncrono estáilhado. Aplicando a decomposição em valores singulares a matriz A se obtém as matrizes U , Σ e V conforme (3.49), (3.50) e (3.51). As colunas da matriz U é chamada de vetores singulares a esquerda, as colunas de V é chamada de vetores singulares a direita, e a diagonal de Σ é compostas por seus valores singulares.

$$U = [u_1 \quad u_2 \quad u_3 \quad u_4 \quad \cdots \quad u_N] \quad (3.49)$$

$$V^* = [v_1 \quad v_2 \quad v_3 \quad v_4 \quad \cdots \quad v_N] \quad (3.50)$$

$$\Sigma = \begin{bmatrix} \sigma_1 & & & & & \\ & \sigma_2 & & & & \\ & & \ddots & & & \\ & & & & & \\ & & & & & \sigma_N \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

Para exemplificar a decomposição em valores singulares será feita a decomposição de uma matriz contendo 24 sinais. Os 12 primeiros são apresentados na Figura 3.9 e representam as variações de frequência em transitórios de um gerador conectado a um sistema interligado. Os outros 12 sinais são apresentados na Figura 3.10, e representam as variações de frequência decorrentes de ilhamentos em um gerador. Estes eventos serão utilizados no decorrer deste trabalho como dados de treinamento do algoritmo de Reconhecimento de Padrão.

Ao aplicar a DVS na matriz A , obtém-se: A matriz U cujos vetores coluna que a forma são apresentados na Figura 3.11; a matriz Σ cujos elementos da diagonal principal são apresentados na Figura 3.12; a matriz V cujos elementos são apresentados na Figura 3.13.

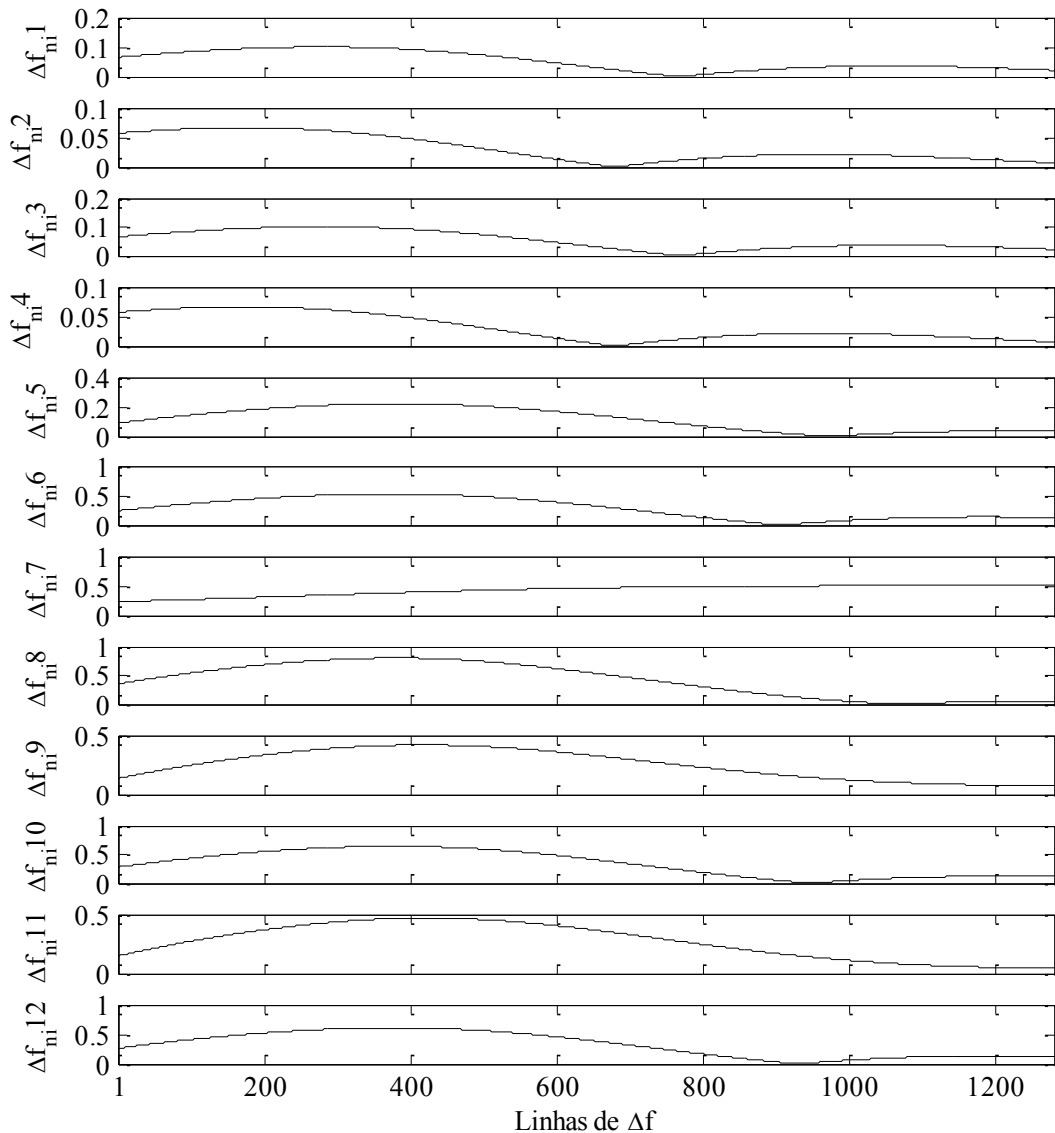


Figura 3.9 – Desvio de frequência em transitórios com geradores não ilhados.

Para se reconstruir um sinal $\Delta f(x)$ que compõe a matriz A , em que x representa o número da coluna de A que se deseja reconstruir, seria necessário multiplicar a matriz U pela matriz diagonal Σ , multiplicada pela linha correspondente de V , conforme (3.52).

$$\Delta f(x) = U \cdot \Sigma \cdot V(x, :)^T \quad (3.52)$$

Uma vez que todos os elementos de U são utilizados para se obter um sinal de frequência da matriz A , pode-se dizer que cada coluna de U são “bases” com as quais se podem gerar qualquer sinal de frequência, seja resultado de um transitório conectado a um sistema interligado ou ilhamento.

U e V são matrizes unitárias, ou seja, suas normas de Frobenius são iguais a 1 (KUTZ, 2013). Assim, em uma interpretação geométrica, elas apenas indicam direção. Cada valor singular σ , promove o alongamento ou achatamento dos vetores singulares.

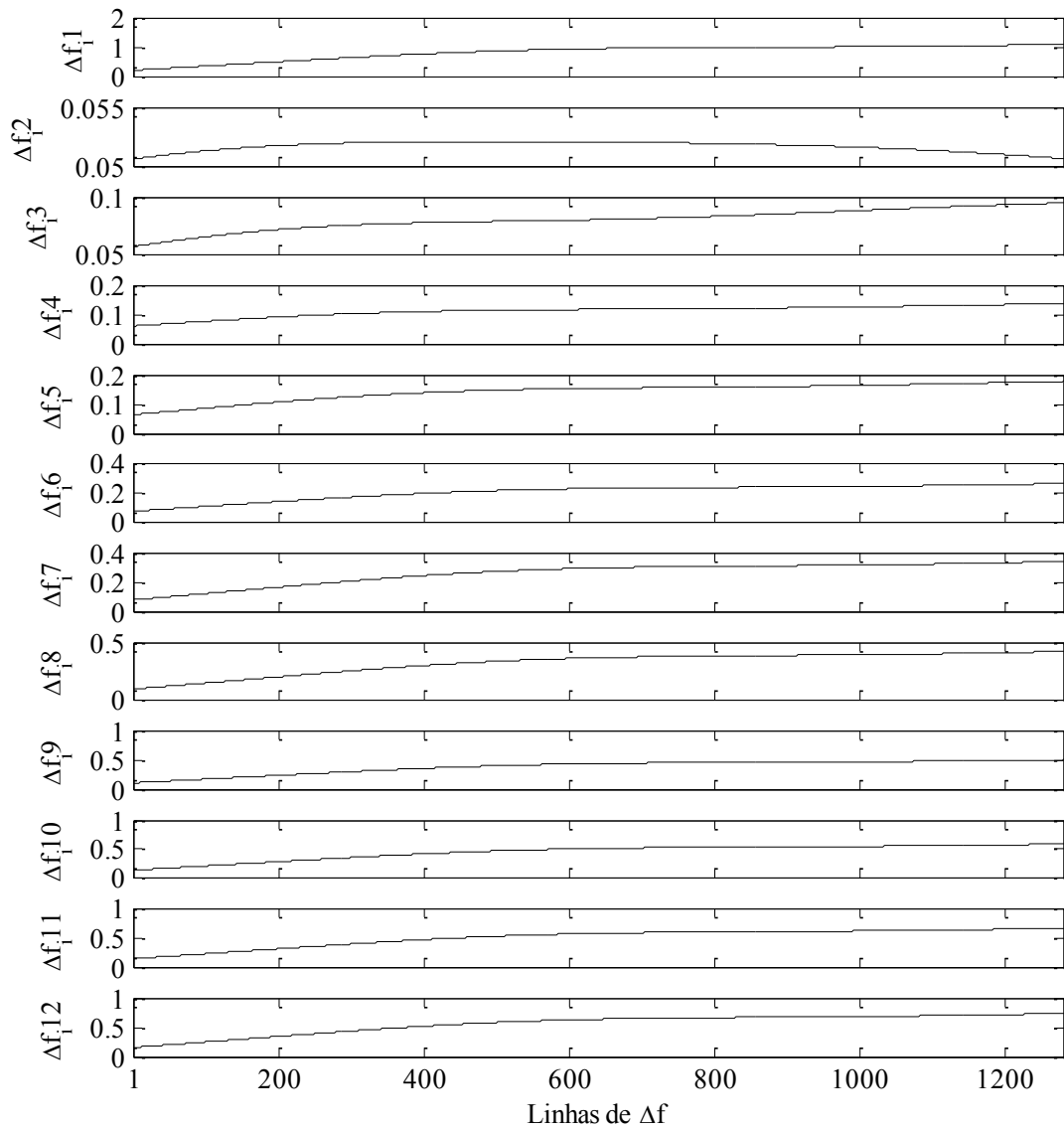


Figura 3.10 – Desvios de frequência decorrentes de ilhamentos de GDs.

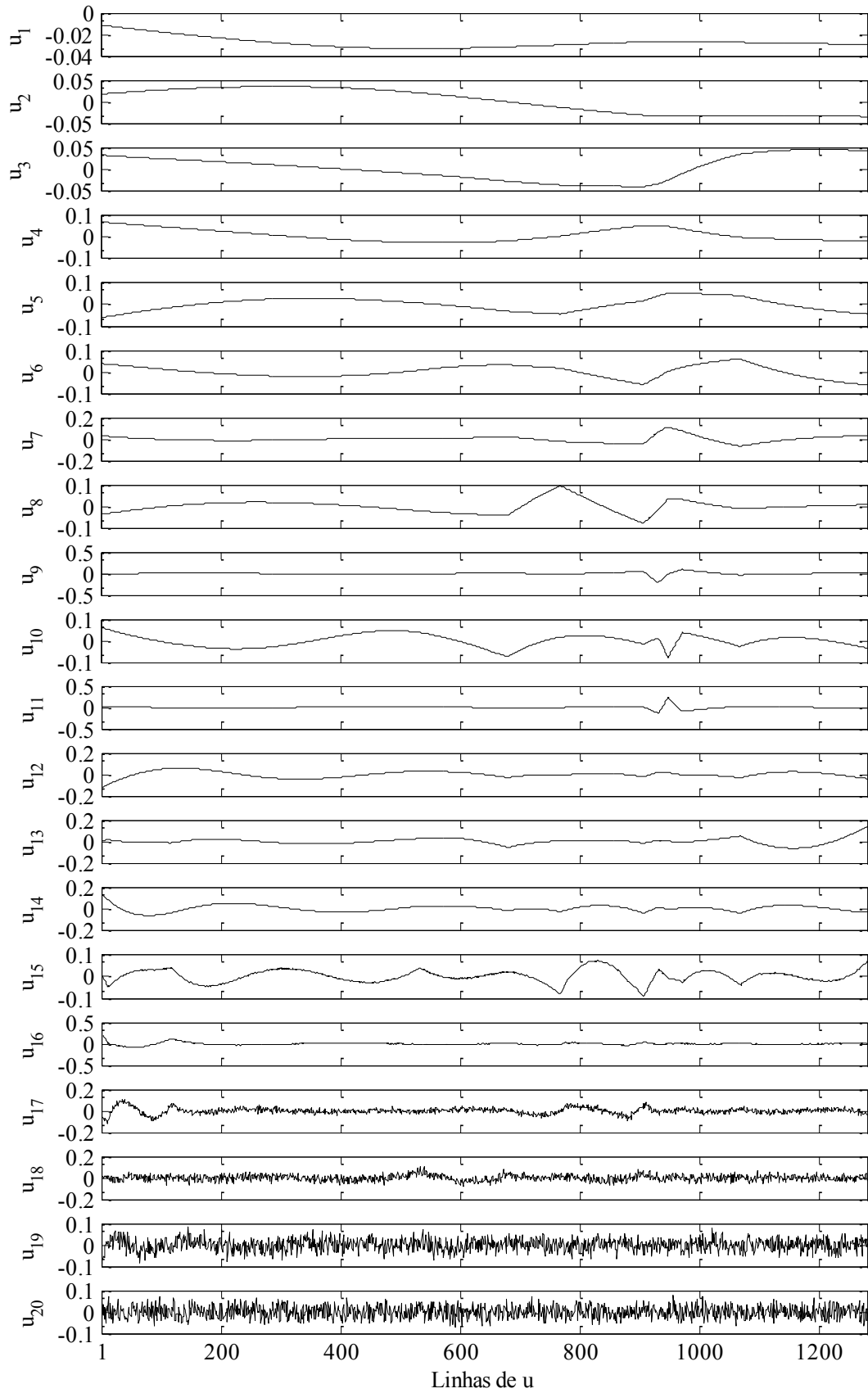


Figura 3.11 – Bases decompostas pela DVS, colunas de U , vetores singulares á esquerda u .

Conforme apresentado, a decomposição em valores singulares tem seus vetores singulares de tal forma que os valores singulares ficam ordenados de forma decrescente. Na Figura 3.12 pode-se ver que o primeiro valor singular tem amplitude muito maior que os demais. Pode-se relacionar a amplitude dos valores singulares, com a importância geral das bases ortogonais a eles relacionadas. O primeiro valor singular tem amplitude 59,15; o segundo 20,2; e o terceiro 1,6, demonstrando assim que apenas as duas primeiras bases ortogonais já conseguiriam representar o sinal decomposto com razoável precisão. No entanto, a fim de favorecer o desempenho no reconhecimento de padrão neste trabalho estão sendo utilizadas as vinte primeiras componentes.

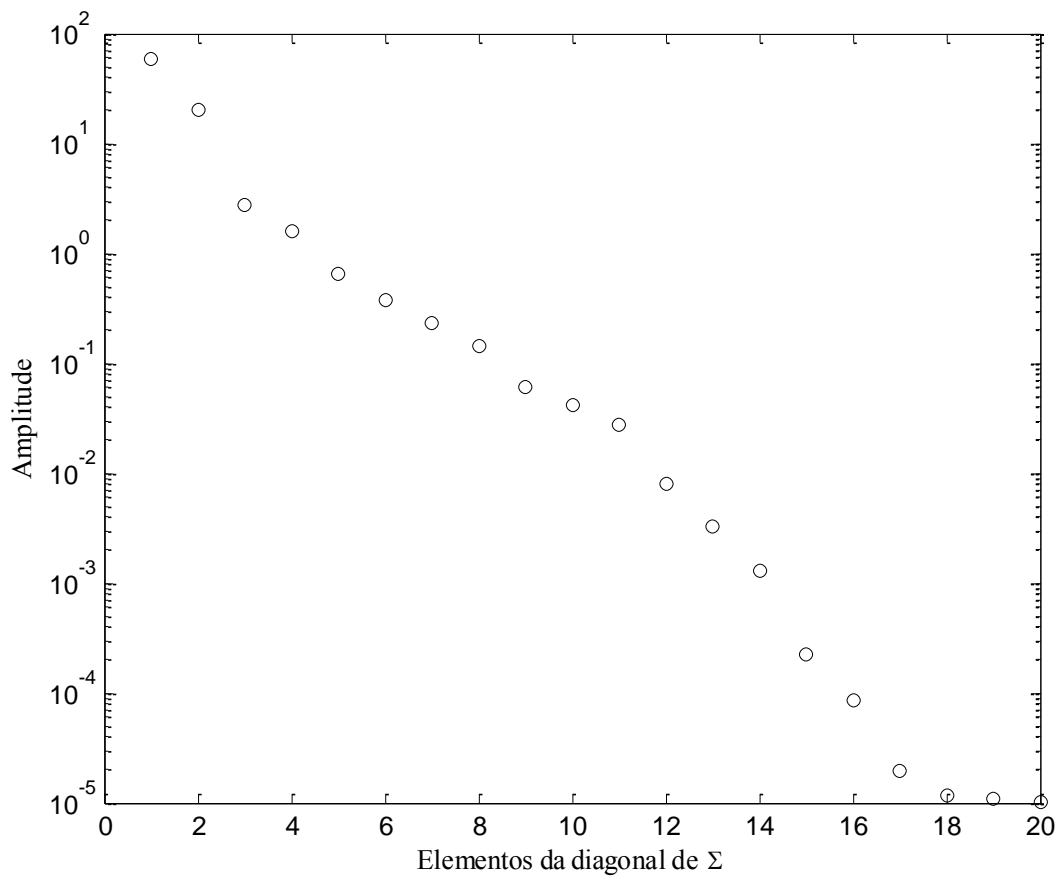


Figura 3.12 – Diagonal principal de Σ .

Conforme mostrado na equação (3.52), U e Σ são comuns à representação de qualquer sinal. Desta forma, cabe aos valores de V o papel que seria equivalente aos valores dos coeficientes de uma série de Fourier. Analisando a Figura 3.13, pode se ver os valores da matriz V , os quais são os pesos das 20 primeiras bases que compõem U . Observa-se que os valores de V que representam os 12 casos de ilhamento estão separados dos outros 12 que

representam casos de não ilhamento. Analisando a Figura 3.13 pode-se ver que os sinais de ilhamento e os de não ilhamento podem ser agrupados em torno de um valor médio. No entanto, dado o grande número de dimensões é difícil à determinação de limiares para a classificação de um sinal em um ou outro grupo.

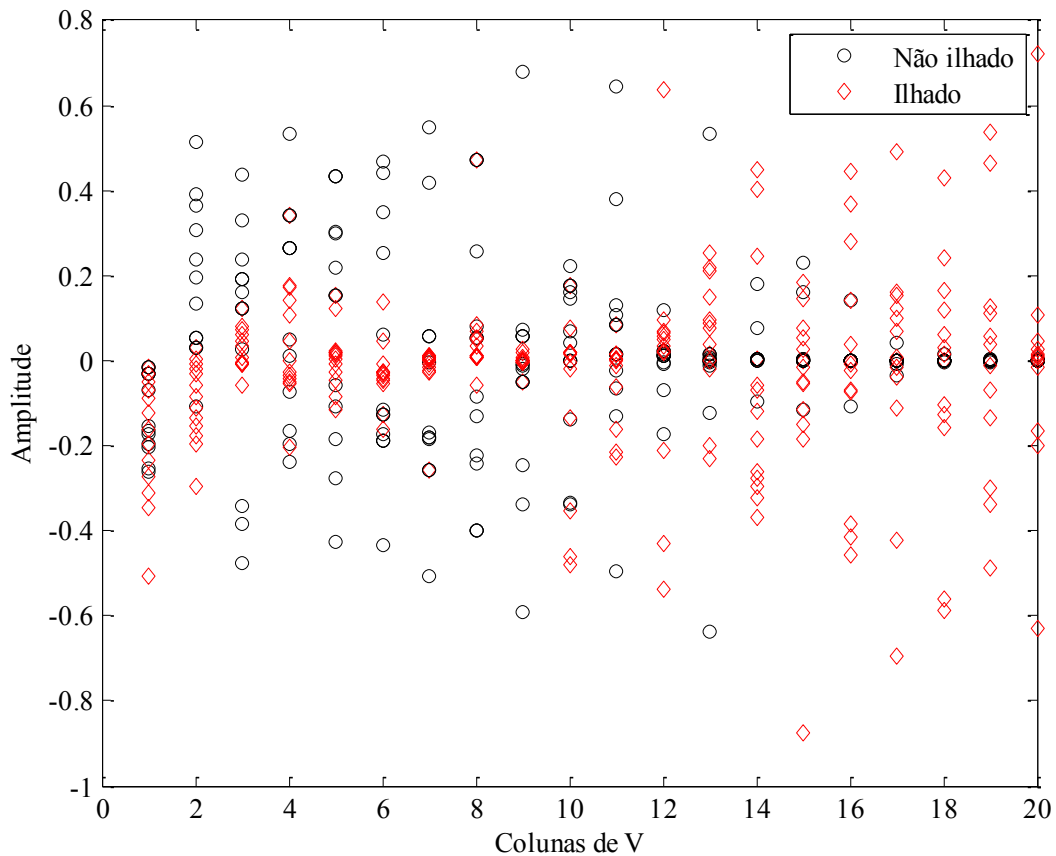


Figura 3.13 – Elementos de V .

Considerando que os valores singulares representam a “importância” de cada uma das bases, serão definidos os coeficientes de Evento (E) como (3.53).

$$E = \Sigma V^* \quad (3.53)$$

Analisando a construção da matriz A em (3.48), tem-se que as primeiras N colunas de E representam eventos de não ilhamento (E_{ni}) e as últimas N colunas representam eventos de Ilhamento (E_i), conforme mostrado em (3.54).

$$E = [E_{ni}(1) \cdots E_{ni}(N) \quad E_i(1) \cdots E_i(N)] \quad (3.54)$$

3.5.2 Análise Discriminante Linear

Conforme a Figura 3.13 as componentes de V e conseqüentemente as componentes de E podem caracterizar os eventos em ilhamento ou não ilhamento. No entanto, a classificação é complicada, sendo necessária uma metodologia que processe os dados estatísticos sobre E e caracterize os eventos. FISHER (1936) foi o primeiro a abordar a Análise Discriminante Linear (ADL), com o objetivo de resolver problemas de taxonomia. A ADL utiliza uma transformação (W) que reduz um problema de grande dimensão em um problema de pequena dimensão. A técnica visa obter uma combinação linear das características de dois grupos que se deseja analisar de forma a minimizar a probabilidade de má classificação. Para isso a técnica busca encontrar uma projeção que maximize as distâncias entre duas classes diferentes e minimize a distância entre os elementos dentro da mesma classe.

Na Figura 3.14 tem-se um exemplo de dois grupos que se desejam classificar. Utilizando a ADL deve-se encontrar uma transformação linear que possibilite a classificação dos eventos.

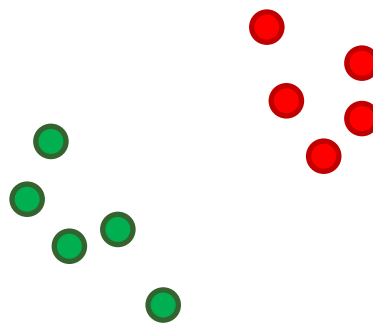


Figura 3.14 – Grupos a serem classificados

A Figura 3.15 apresenta duas possibilidades de projeções referente aos dois grupos da Figura 3.14. Na projeção A a média de um grupo (μ_1) está muito próxima da média do outro (μ_2) produzindo dados completamente misturados, logo esta não é uma boa projeção para a classificação dos dados. A projeção B separa os dados fazendo as médias entre os dois grupos bem diferentes, logo essa é uma boa projeção.

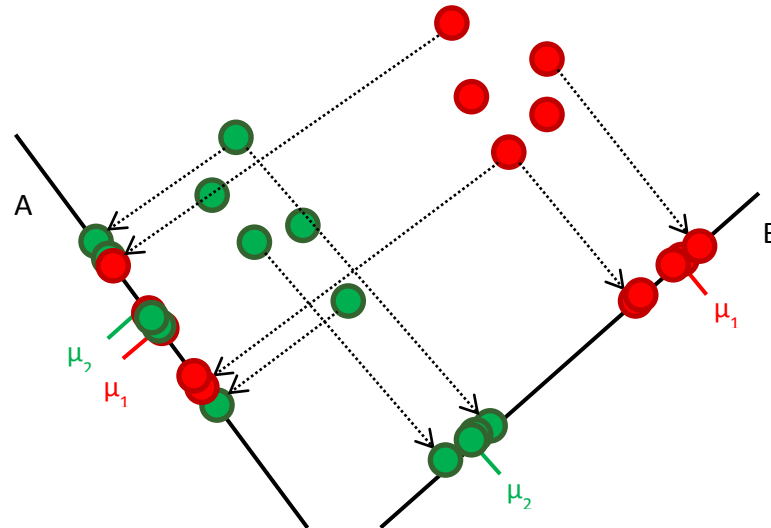


Figura 3.15 – Processo de classificação (ADL).

A – Projeção ruim, pois produz dados completamente misturados. B- Projeção boa, pois separa as duas classes perfeitamente.

Para se minimizar a distância entre os elementos de mesma classe e maximizar as distâncias entre as duas diferentes classes, foi utilizado o critério conhecido como quociente generalizado de Rayleigh (3.55). Este critério busca encontrar uma projeção W que maximize a covariância entre as duas classes e minimize a covariância entre os elementos da mesma classe.

$$W = \max_w \frac{W^T S_B W}{W^T S_W W} \quad (3.55)$$

Em que S_B é a covariância entre as diferentes classes e S_W é a covariância entre elementos de uma mesma classe conforme (3.56) e (3.57) respectivamente.

$$S_B = (\mu_i - \mu_{ni})(\mu_i - \mu_{ni})^T \quad (3.56)$$

$$S_W = \sum_{j=1}^N (E_{ni}(j) - \mu_{ni})(E_{ni}(j) - \mu_{ni})^T + \sum_{j=1}^N (E_i(j) - \mu_i)(E_i(j) - \mu_i)^T \quad (3.57)$$

Em que, μ_{ni} e μ_i são os valores médios de E conforme (3.58) e (3.59).

$$\mu_{ni} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N E_{ni}(j) \quad (3.58)$$

$$\mu_i = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N E_i(j) \quad (3.59)$$

A solução do problema do quociente generalizado de Rayleigh dado por (3.55) pode ser obtido através da solução deste problema de autovalores e autovetores.

$$S_B W = \lambda S_W W \quad (3.60)$$

Em que W é dado pelo autovetor associado ao autovalor (λ) que tem o maior valor. Para se projetar os eventos E em W , basta multiplicar o inverso de W por E . No entanto se W for previamente normalizado, ele se torna unitário, podendo-se obter o inverso através do transposto. Logo a projeção de E sobre W é dada pelas equações (3.61) e (3.62).

$$P_i = W^T E_i \quad (3.61)$$

$$P_{ni} = W^T E_{ni} \quad (3.62)$$

Se o valor médio de P_i for maior que P_{ni} , pode-se obter um limiar (P_{Th}) de separação entre as classes através de (3.64).

$$P_{Th} = \frac{\min(P_i) + \max(P_{ni})}{2} \quad (3.63)$$

Senão, a fim de que sempre os ilhamentos produzam um valor de P maior do que P_{Th} , W deve ser multiplicado por -1 e o limiar de separação entre classes passa a ser (3.64).

$$P_{Th} = \frac{\min(-P_i) + \max(-P_{ni})}{2} \quad (3.64)$$

3.5.3 O Algoritmo de Reconhecimento de Padrão

Uma vez previamente determinado W , U e P_{Th} qualquer novo sinal de desvio de frequência de geradores síncronos (Δf) pode ser classificado. Na constituição de A , os vetores contendo os desvios de frequência Δf foram obtidos sempre a partir da primeira amostra em que a frequência excedia um limiar ($60 \pm 0,05\text{Hz}$), ou seja, o primeiro valor de Δf é próximo de zero. Assim durante a execução do reconhecimento de novos sinais, o vetor contendo o desvio (Δf) é formado por uma janela de amostras de frequências menos a primeira amostra de frequência da janela conforme (3.65).

$$\Delta f = [0 \quad |f_{r+1} - f_r| \quad \cdots \quad |f_{r+M-1} - f_r|]^T \quad (3.65)$$

Em que r representa o instante de tempo e M representa o tamanho da janela.

Para se classificar Δf , deve ser projetado sobre as bases do conjunto de treinamento U e assim determinados os coeficientes (C) para representar o novo sinal. Ou seja, deseja-se encontrar os coeficientes C que ao serem multiplicado pelas bases definidas no estágio de treinamento (U), representem o novo sinal de frequência (Δf), ou seja (3.66).

$$\Delta f = U \cdot C \quad (3.66)$$

Para encontrar o coeficiente, C (3.66) deve ser multiplicado pela esquerda por U^{-1} obtendo-se (3.67). Nota-se que por U ser unitário, seu inverso é igual ao transposto.

$$C = U^T \Delta f \quad (3.67)$$

Os coeficientes utilizados para representar o novo sinal de frequência C , devem ser próximos aos coeficientes de sua classe determinados através do treinamento (E). Desta forma, se C for projetado sobre W será obtido um valor P , equação (3.68), que poderá ser comparado com os limiares P_{Th} .

$$P = W^T C \quad (3.68)$$

Se P for maior que P_{Th} caracteriza um evento de ilhamento, caso seja menor caracteriza-se um não ilhamento.

Pode-se perceber que a maior parte das operações matemáticas são realizadas durante os estágios de treinamento. Assim o esforço computacional necessário para executar o Reconhecimento de Padrão se torna relativamente pequeno. Na Figura 3.16 é apresentado o fluxograma do algoritmo de Reconhecimento de Padrão proposto para detecção de ilhamento.

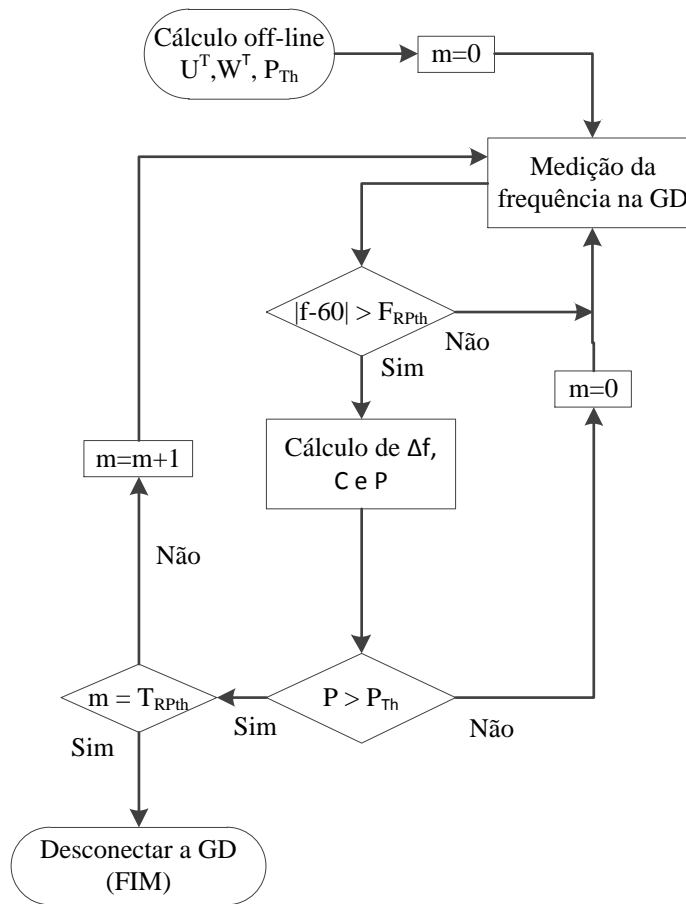


Figura 3.16 – Algoritmo de detecção de ilhamento por Reconhecimento de Padrão.

Depois de carregado os dados de treinamento U^T , W^T e P_{TH} , o algoritmo monitora a frequência do sistema, e quando o desvio em relação a nominal se torna maior que F_{RPth} , inicia-se o calculo de Δf , C e P conforme apresentado nas equações (3.65), (3.67) e (3.68).

O limiar F_{RPth} tem o objetivo de evitar a detecção de ilhamento indevida em situações de pequenos desvios de frequência, que são naturais da operação normal do sistema interligado. Além disso, o uso de F_{RPth} reduz o esforço computacional durante situações em regime permanente.

Depois de calculado o valor de P , ele é comparado com o limiar P_{Th} . Se P for maior que P_{Th} é então iniciado um contador m . Quando m atinge o limiar T_{RPth} é então enviado um sinal de disparo para desconexão da GD. A classificação errônea do sinal pode ocorrer, assim a temporização é importante para evitar disparos indevidos. Desta forma, o algoritmo aguarda um tempo para confirmar se o evento realmente se trata de um ilhamento.

3.5.4 Ajustes e treinamento do método de Reconhecimento de Padrão

O método de Reconhecimento de Padrão necessita do ajuste de F_{RPth} e T_{RPth} por outro lado W , U e P_{Th} são obtidos através do algoritmo de treinamento.

Conforme visto, considerando que a frequência em um sistema elétrico interligado de grande porte varia normalmente entre ± 20 mHz (IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, 2005), F_{RPth} foi ajustado em 50 mHz.

Quanto maior a temporização, maior a robustez do método, por outro lado maior também será o tempo de detecção. Portanto, o ajuste de T_{RPth} deve ser o menor possível que evite o disparo indevido. Para isso, devem-se simular eventos de curtos-circuitos monofásicos e verificado o maior intervalo entre duas classificações corretas. Neste trabalho T_{RPth} foi configurado para o tempo equivalente a 3 ciclos de 60 Hz, ou seja 384 amostras para uma frequência de amostragem de 7680 Hz.

O processo de treinamento do algoritmo de reconhecimento de padrão é relativamente rápido, sendo a maior dificuldade a constituição de um banco de dados para treinamento através de simulações. Para se executar o treinamento do algoritmo de Reconhecimento de Padrão deve-se realizar os seis passos seguintes:

1. Constituir o banco de dados para o treinamento (Matriz A)

A matriz A deve ser constituída de sinais de desvios de frequência de N eventos de ilhamento (Δf_i), e sinais de outros eventos como curtos-circuitos e chaveamento de grandes blocos de cargas (Δf_{ni}), conforme (3.69).

$$A = \begin{bmatrix} \Delta f_{ni}(1) & \cdots & \Delta f_{ni}(N) & \Delta f_i(1) & \cdots & \Delta f_i(N) \end{bmatrix} \quad (3.69)$$

Em que Δf é dado por (3.70).

$$\Delta f = \left[|f_r - 60| \quad |f_{r+1} - 60| \quad \cdots \quad |f_{r+M-1} - 60| \right]^T \quad (3.70)$$

Em que r é o instante meio ciclo após a frequência exceder o limiar F_{RPth} e f_r é a frequência da GD. M é o comprimento do vetor, ou seja, o tamanho da janela de frequência que será analisada. O comprimento de M deverá ser suficientemente grande para que seja possível diferenciar claramente as oscilações dos eventos de não ilhamento com o comportamento característico de ilhamento. Para isso é recomendável que o comprimento de M seja maior que ao menos metade do período da menor frequência de oscilação por curtos-circuitos. As Figuras 3.9 e 3.10 mostram os sinais utilizados para a constituição do banco de dados de treinamento. Neste caso M é igual a 1280, ou seja, é equivalente a 10 ciclos de 60 Hz ou 166,67 ms.

A escolha dos casos simulados para o treinamento da GD deve envolver a maior diversidade possível de sinais.

Os casos de ilhamento deverão conter situações envolvendo diferentes níveis de desbalanços de potência. No banco de dados utilizado para o treinamento do algoritmo apresentado neste trabalho foram utilizados 12 casos envolvendo ilhamento. O sinal com menor desbalanço de potência (1,6%) foi o mínimo necessário para causar um desvio de frequência maior que F_{RPth} . O sinal com maior desbalanço de potência utilizado foi de 28,6%.

Os casos de não ilhamento também deverão ser diversificados, contendo casos de curtos-circuitos em diversas posições e com diversas impedâncias de falta e chaveamento de grandes blocos de carga.

2. Fazer a decomposição em valores singulares da matriz A obtendo-se U , Σ e V
3. Cálculo de E , equação (3.53).
4. Cálculo de W , autovetor associado ao máximo autovalor de (3.60).
5. Projetar os coeficientes dos eventos de ilhamento e não ilhamento sobre W , equações (3.61) e (3.62).
6. Definir P_{Th} , equações (3.63) ou (3.64).

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou o comportamento de geradores síncronos durante ilhamento e outros eventos como curtos-circuitos e chaveamentos de grandes blocos de carga. A partir da

caracterização do comportamento da frequência, foram propostas três metodologias para detecção de ilhamento em sistemas de distribuição de energia elétrica contendo GDs. A primeira metodologia proposta visa eliminar as oscilações de frequência através do uso de morfologia matemática e assim evitar o desligamento indevido em decorrência de curtos-circuitos ou comutação de grandes blocos de carga. A segunda, busca a estimação da frequência de oscilação da máquina síncrona e desta maneira determinar se o gerador está ou não conectado a um sistema interligado de grande porte. Ambas as metodologias propostas são relativamente simples, o que contribui para a implementação em relés. Por fim, a terceira utiliza um método de Reconhecimento de Padrão fundamentado em decomposição em valores singulares e análise discriminante linear para a diferenciação de ilhamento de outros eventos. Apesar de um pouco mais complexo devido à necessidade da constituição de um banco de dados e treinamento, esse também é de fácil implementação, pois durante a execução somente necessita realizar duas operações de multiplicação entre matrizes. Na próxima seção, serão apresentados os resultados dos testes realizados com estas metodologias.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As metodologias propostas foram implementadas no software Matlab®, onde também é conduzida uma análise de desempenho que permite comparar com as metodologias tradicionais. Para isto, foram geradas diversas simulações dispondo do software DIgSILENT PowerFactory® cujos resultados foram exportados para o Matlab®. As simulações compreendem curtos-circuitos, comutação de grandes blocos de carga, chaveamento de capacitores, diferentes níveis de geração e situações de ilhamentos. Neste capítulo, é avaliada a tolerância das metodologias apresentadas no capítulo anterior com relação aos transitórios e a capacidade em detectar o ilhamento.

4.2 MÉTODOS DE REFERÊNCIAS

A fim de avaliar o desempenho dos métodos de detecção de ilhamento apresentados no Capítulo 3, esses são comparados com uma das metodologias passivas mais utilizadas e conhecidas para a detecção de ilhamento, ANSI 81R, ou taxa de variação da frequência (do inglês, Rate of Change of Frequency, ROCOF).

Motter, Vieira e Coury (2015) propuseram modelos analíticos das proteções anti-ilhamento de geradores síncronos baseadas na frequência (sub/sobrefrequência, taxa de variação da frequência, e salto vetorial). Os modelos são validados através de um grande número de simulações realizadas em um Simulador Digital de Tempo Real (*Real Time Digital Simulator*, RTDS). Os testes mostram que os modelos apresentam respostas bem parecidas com a dos relés comerciais e que o desempenho dos relés baseados em frequência é muito similar ao relé de salto vetorial. Assim, os autores destacam que a proteção de salto vetorial é redundante, podendo ser eliminada dos esquemas de proteção de GD. Logo, apesar de ser relativamente comum, o relé de salto vetorial não será incluído na comparação apresentada nesta seção.

A taxa de variação da frequência foi calculada conforme a equação (4.1).

$$df/dt \cong (f_r - f_{r-1})f_{\text{sampl}} \quad (4.1)$$

Em que, f_{sampl} denota a taxa de amostragem, e f_r denota a frequência elétrica no instante r . Quando a taxa de variação da frequência excede um limiar de ajuste, uma contagem é iniciada, introduzindo uma temporização na resposta do método. Esta temporização é importante devido à alta sensibilidade do método, ajudando a evitar os disparos indesejáveis devido a transitórios de curta duração, especialmente durante curtos-circuitos. O método foi ajustado para quatro configurações típicas conforme a Tabela 4. as quais estão de acordo com os trabalhos a seguir de Freitas et al. (2005), Motter; Vieira; Coury (2015) e Lidula, N. W. A.; Rajapakse, (2012).

Segundo Freitas et al. (2005) o ajuste típico do ROCOF varia entre 0,1 e 1,2 Hz/s. Os autores salientam que a frequência é calculada utilizando janelas que normalmente variam entre 2 e cinquenta ciclos. Ao comparar os modelos propostos para o relé de taxa de variação de frequência com relés comerciais Motter; Vieira; Coury (2015) utilizam cinco ajustes 0,2, 0,4, 0,6, 0,8 e 1,0 Hz/s e temporização de 33 ms para todos os ajustes. Lidula, N. W. A.; Rajapakse, (2012), comparam a metodologia proposta com três ajustes do ROCOF. 0,1, 0,5 e 1,2 Hz/s. Assim, o método e detecção de ilhamento ROCOF foi ajustado para quatro configurações típicas conforme a Tabela 4..

Os ajustes de 81R1, 81R2 e 81R3 não consideram nenhuma restrição de tensão. Já o ajuste de 81R4 somente opera se a tensão se mantiver maior que 0,8 p.u. evitando assim a operação por curtos-circuitos. As metodologias também são comparadas com o método de sub/sobrefrequência, (ANSI 81O/U). Quando a frequência ultrapassa os limiares estabelecidos na Tabela 4., uma contagem é iniciada e o sinal de disparo somente é enviado se esta se mantiver fora da faixa especificada pelo tempo de ajuste. Os ajustes do relé ANSI 81O/U seguem o especificado pela norma IEEE 1547, ou seja 60,5 e 59,3 Hz e uma temporização de 160 ms (IEEE, 2009).

Tabela 4.1 – Ajustes dos métodos fundamentados de referência.

	81R1	81R2	81R3	81R4	81O/U
Frequência (Hz)	-	-	-	-	60,5/59,3
df/dt (Hz/s)	0,500	0,500	1	0,500	-
Temporização (ms)	150	33	33	150	160
Restrição de tensão (p.u.)	-	-	-	0,8	-

4.3 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO IEEE 34 BARRAS

Os casos testes foram gerados a partir de simulações eletromecânicas no sistema teste IEEE 34 barras (KERSTING, 1991). No entanto, este sistema não apresenta gerações distribuídas. Assim, Muraro (2014) propôs uma modificação incluindo uma geração síncrona distribuída (GD1) na barra 854, conforme apresentado na Figura 4.1. A geração é conectada ao sistema de distribuição através de um transformador trifásico, cujos dados estão apresentados na Tabela 4.2. O gerador diesel tem seus dados apresentados na Tabela 4.3. A excitação estática utilizada é equivalente a IEEE ST2 cujos dados estão apresentados na Tabela 4.4, e os reguladores de velocidade são apresentados por Yeager e Willis (1993) encontrados no programa DIgSILENT PowerFactory com o nome gov_DEGOV, cujos dados estão apresentados na Tabela 4.5. Os reguladores de tensão visam manter a tensão terminal da máquina síncrona constante. Os valores de referência da tensão do gerador distribuído são determinados em cada caso através do fluxo de carga em que a GD está produzindo 1 ou 2,5 MW com fator de potência 0,98 indutivo.

Uma carga de 0,2 MVA e com fator de potência 0,92 indutivo foi conectada diretamente a barra da geração distribuída. As cargas do sistema são modeladas como impedâncias constantes. Nos testes envolvendo abertura de geração, uma segunda geração distribuída (GD2), idêntica à primeira, é colocada em paralelo.

Tabela 4.2 – Dados do Transformador.

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	3,0 MVA
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão nominal	24,9/2,4 kV
Conexões	Δ/yn
Defasagem	1 \times 30 graus
Reatância de sequência positiva (X1)	0,059371 p.u.
Resistência de sequência positiva (R1)	0,008667 p.u.
Reatância de sequência zero	0,059371 p.u.
Resistência de sequência zero	0,0087 p.u.

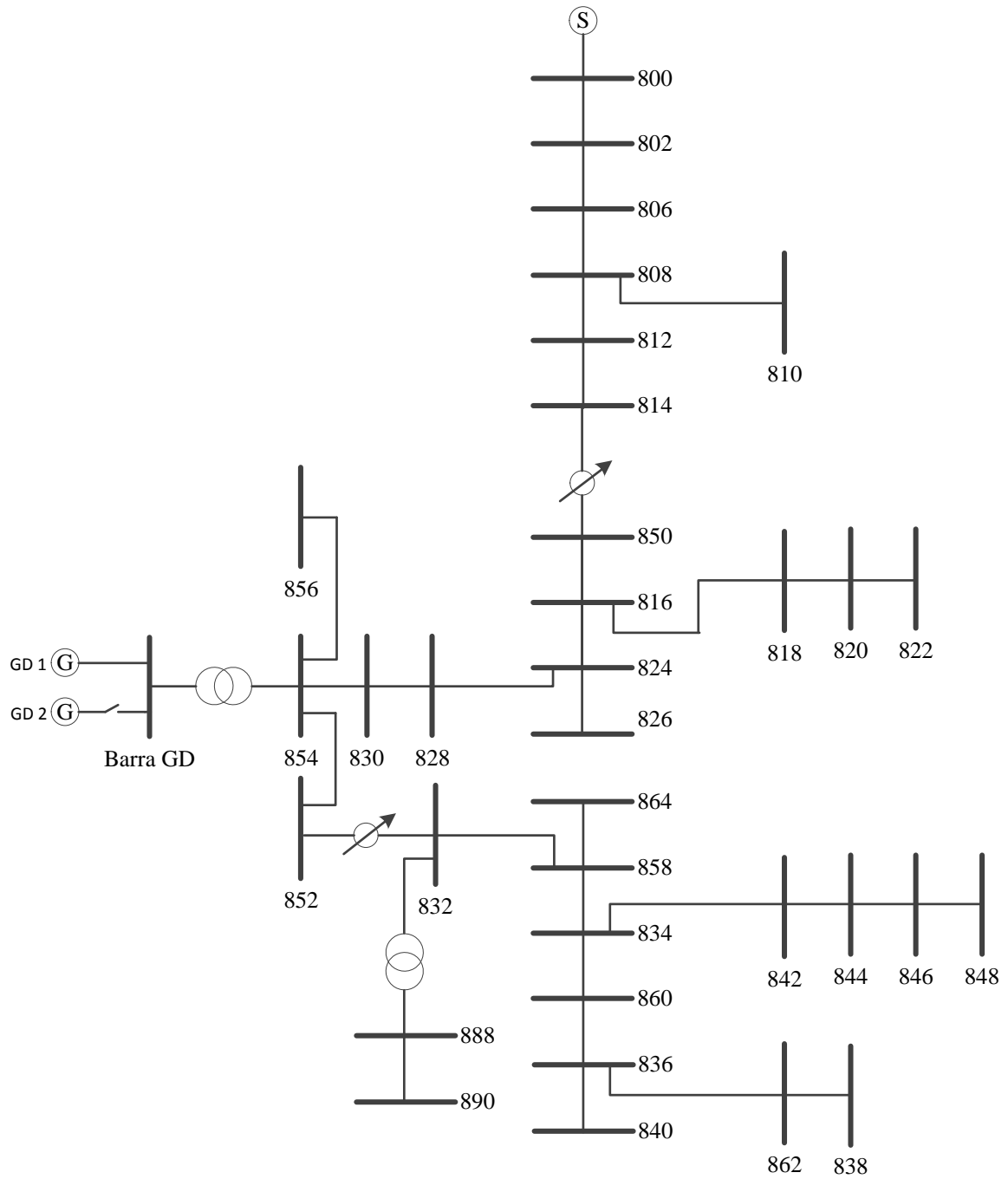


Figura 4.1 – Sistema teste IEEE 34 barras modificado

Tabela 4.3 – Dados do Gerador.

Parâmetro	Valor
Potência nominal aparente (S)	3,125 MVA
Tensão Nominal	2,4 kV
Fator de potência	0,8
Conexão	Yn
Constante de Inércia (Normalizado por S) H	1,071 s
Reatância de dispersão	8,8 %
Tipo do Rotor	Polos Salientes
Reatância de eixo direto (X_d)	1,56 p.u.
Reatância de eixo em quadratura (X_q)	1,06 p.u.
Reatância transitória de eixo direto (X'_d)	0,26 p.u.
Reatância subtransitória de eixo direto (X''_d)	0,15 p.u.
Reatância subtransitória de eixo em quadratura (X''_q)	0,15 p.u.
Constante de tempo transitória longitudinal em curto-circuito (T'_d)	3,7 s
Constante de tempo subtransitória longitudinal em curto-circuito (T''_d)	0,05 s
Constante de tempo subtransitória transversal em curto-circuito (T''_q)	0,05 s
Saturação do fluxo principal-Sg10	0,17 p.u.
Saturação do fluxo principal-Sg12	0,60 p.u.

Tabela 4.4 – Parâmetros do sistema de controle de tensão

Parâmetro	Valor
Atraso do Filtro (T_b)	3 s
Constante de tempo do Filtro Derivativo (T_a)	6 s
Ganho do Controlador	77,5 p.u.
Constante de Tempo da Excitatriz (T_e)	2 s
Saída Mínima do controlador (E_{min})	0 p.u.
Saída Máxima do controlador (E_{max})	6 p.u.

Tabela 4.5 – Parâmetros do sistema de controle de frequência

Parâmetro	Valor
Caixa de Controle (T1)	0,01 s
Caixa de Controle (T2)	0,02 s
Caixa de Controle (T3)	0,2 s
Atraso do Motor (Td)	0,024 s
Potência nominal da Máquina Primária (PN)	2,5 MW
Ganho do Atuador (K)	40 p.u.
Atuador (T4)	0,25 s
Atuador (T5)	0,009 s
Atuador (T6)	0,0384 s
Saída Mínima do Atuador (Tmin)	0 p.u.
Saída Máxima do Atuador (Tmax)	1,1 p.u.

4.4 ILHAMENTOS

A fim de avaliar o desempenho das metodologias propostas foram feitas simulações de ilhamentos, através da abertura da linha que interliga as barras 800 e 802 (Ilhamento 1) e a linha entre 830 e 854. (Ilhamento 2) conforme mostra a Figura 4.2. Foram consideradas duas condições de carga, 100% e 50%. Na primeira a carga do sistema é igual à carga do sistema teste original IEEE 34 barras, na segunda a carga é reduzida em 50%. Os testes também compreenderam dois níveis de penetração da geração distribuída: 2,5 MW e 1,0 MW, resultando assim em oito situações diferentes. Os estados do sistema durante os ilhamentos são apresentados pela Tabela 4.6, onde se pode perceber o desbalanço de potência ativa (P_{Aberta}) e reativa (Q_{Aberta}) no momento do ilhamento. Os desbalanços de potências ativas e reativas na ilha formada são dados pelas potências que fluíam no ponto de separação da ilha do sistema. Assim, P_{Aberta} , Q_{Aberta} são as potências ativa e reativa que fluíam no sistema de distribuição antes da ocorrência do ilhamento no ponto de separação. Este valor é aproximadamente igual ao valor do desbalanço de potência na ilha formada após a ocorrência do ilhamento.

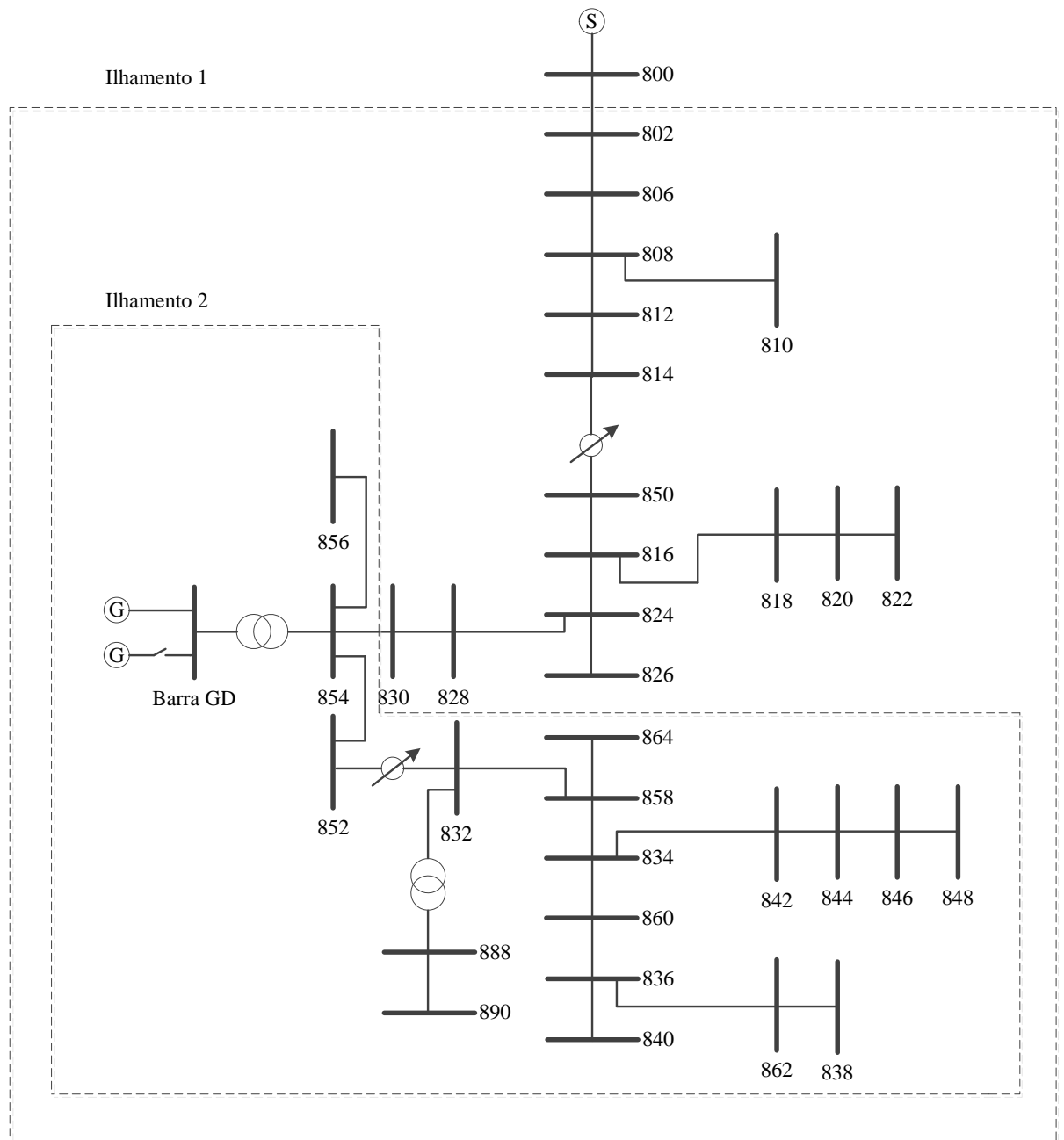


Figura 4.2 – Ilhamentos testados no sistema teste IEEE 34 barras

Na Tabela 4.7 são apresentados os tempos de detecção de ilhamentos das metodologias propostas e das metodologias de referência para os casos apresentados na Tabela 4.6. Pode-se destacar que EFO, ROCOF2 e ROCOF3 apresentaram os menores tempos de detecção de ilhamento, sendo em geral menores que 40 ms. Destaca-se que os métodos fundamentados na taxa de variação da frequência são considerados uma das proteções anti-ilhamento passivas mais rápidas. Assim, salienta-se que a metodologia proposta (EFO) equivale ao método da Taxa de variação de frequência em termos de

velocidade de detecção quando o ROCOF for configurado com pequenas temporizações. Por outro lado será observado nas próximas subseções que estes ajustes mais restritos do ROCOF causam disparos indesejáveis para pequenos distúrbios que ocorrem na rede.

MM, EFO, RP e ROCOF2 foram as únicas metodologias capazes de realizar a detecção para o caso 8, os demais métodos falharam devido à pequena variação de potência ativa resultante do ilhamento. Os tempos de detecção da MM e RP são maiores que os das metodologias de referência, devido às janelas maiores empregadas em ambos os métodos.

Tabela 4.6 – Condições do sistema durante ilhamentos.

Caso	Linha desconectada	Carga (%)	P_G (MW)	P_{Aberta} (MW)	Q_{Aberta} (MVar)
1	800 – 802	100	2,5	-0,38	-0,11
2	830 – 854	100	2,5	-0,75	-0,18
3	800 – 802	50	2,5	-1,32	-0,67
4	830 – 854	50	2,5	-1,61	-0,71
5	800 – 802	100	1,0	1,12	0,13
6	830 – 854	100	1,0	0,72	0,04
7	800 – 802	50	1,0	0,05	-0,31
8	830 – 854	50	1,0	-0,13	-0,49

Tabela 4.7 – Tempos de detecção de ilhamentos.

Caso	MM	EFO	RP	81R1	81R2	81R3	81R4	81O / U
1	235 ms	37 ms	221 ms	150 ms	34 ms	34 ms	150 ms	195 ms
2	228 ms	37 ms	221 ms	150 ms	34 ms	34 ms	150 ms	189 ms
3	235 ms	37 ms	221 ms	150 ms	34 ms	34 ms	150 ms	195 ms
4	228 ms	37 ms	221 ms	150 ms	34 ms	34 ms	150 ms	189 ms
5	246 ms	37 ms	220 ms	150 ms	34 ms	34 ms	150 ms	238 ms
6	280 ms	37 ms	218 ms	150 ms	34 ms	34 ms	150 ms	Não det.
7	364 ms	64 ms	248 ms	Não det.	34 ms	44 ms	Não det.	Não det.
8	512 ms	213 ms	396 ms	Não det.	34 ms	Não det.	Não det.	Não det.

4.4.1 Tempos de detecção e Zona de Não Detecção (ZND)

A zona de não detecção é um dos maiores problemas decorrentes da aplicação de metodologias passivas. Desta forma, os métodos são testados para ilhamentos causados pela abertura da linha que interliga as barras 800 e 802 conforme mostra o Ilhamento 1 na Figura 4.2. Foram testadas diferentes situações de fluxos de potência ativa e reativa.

A Figura 4.3 mostra o tempo de detecção das metodologias propostas para os desbalanços de potência ativa apresentados na Tabela 4.8. Valores positivos de desbalanço de potência significam que o gerador está produzindo mais potência do que o consumido na ilha formada. Valores negativos significam que há um déficit de potência na ilha formada. O fluxo de potência reativa no momento da abertura é muito próximo de zero para todos os casos testados.

Tabela 4.8 – Desbalanços de potência ativa e reativa.

$\pm 0,03\%$	$\pm 0,32\%$	$\pm 1,60\%$	$\pm 3,20\%$	$\pm 4,80\%$	$\pm 6,40\%$	$\pm 9,60\%$
$\pm 12,80\%$	$\pm 16,00\%$	$\pm 19,20\%$	$\pm 22,40\%$	$\pm 25,60\%$	$\pm 28,80\%$	

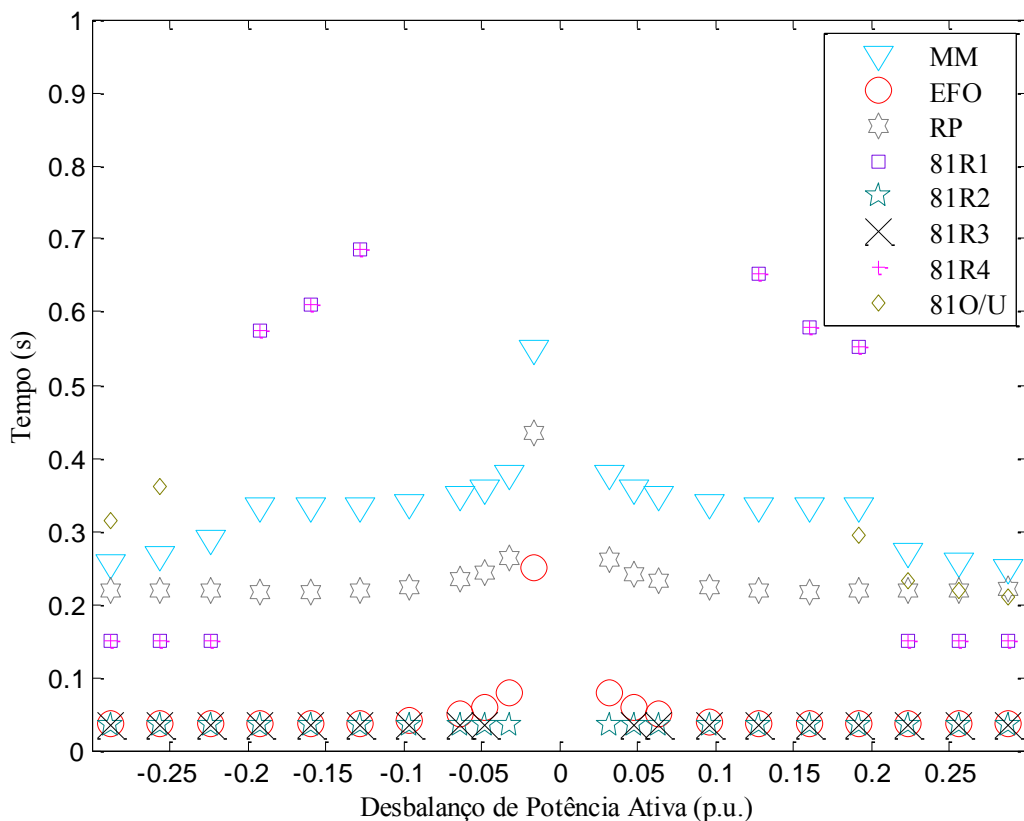


Figura 4.3 – Tempos de detecção para desbalanços de potência ativa

O método EFO, 81R2 e 81R3 apresentam os menores tempos de detecção em geral menos de 40 ms. Percebe-se que os ilhamentos com desbalanços de potência próximo ao zero não são detectados pelas metodologias dando origem à zona de não detecção. Percebe-se que os ilhamentos de 3,2% e -1,6% da potência nominal da GD são os menores desbalanço de potência ativa detectados pelos métodos EFO, MM e RP. O método 81R2 detecta ilhamentos

com desbalanço de potência maiores ou iguais a 3,2%. 81R3 somente detecta ilhamentos com desbalanços maiores ou iguais a 4,80%, 81R1 e 81R4 detectam ilhamentos com desbalanços maiores ou iguais a 12,80%. Já o método 81O/U somente detecta ilhamento com desbalanços de potência maiores ou iguais a 19,20% e -25,60%.

Na Figura 4.4 são apresentados os tempos de detecção das metodologias para diferentes desbalanços de potência reativa, com o fluxo de potência ativa muito próxima de zero. A variação da potência reativa tem pequeno impacto sobre as variações de frequência, desta forma, as metodologias falharam em boa parte dos casos analisados. A MM, EFO e RP necessitaram um tempo maior que nos casos de desbalanço de potência ativa, no entanto identificaram o ilhamento para vários casos de desbalanço de potência. Estes métodos detectaram ilhamentos com desbalanços de potência reativa maiores ou iguais a 12,80% e menores que -19,20%. O método 81R2 detectou ilhamentos com desbalanços de potência reativa maiores que 16,00%. 81R3 somente detectou o ilhamento com desbalanço de potência reativa de 28,80%. Deve-se destacar o desempenho do método EFO retratado pela alta taxa de acerto e pequeno tempo de detecção.

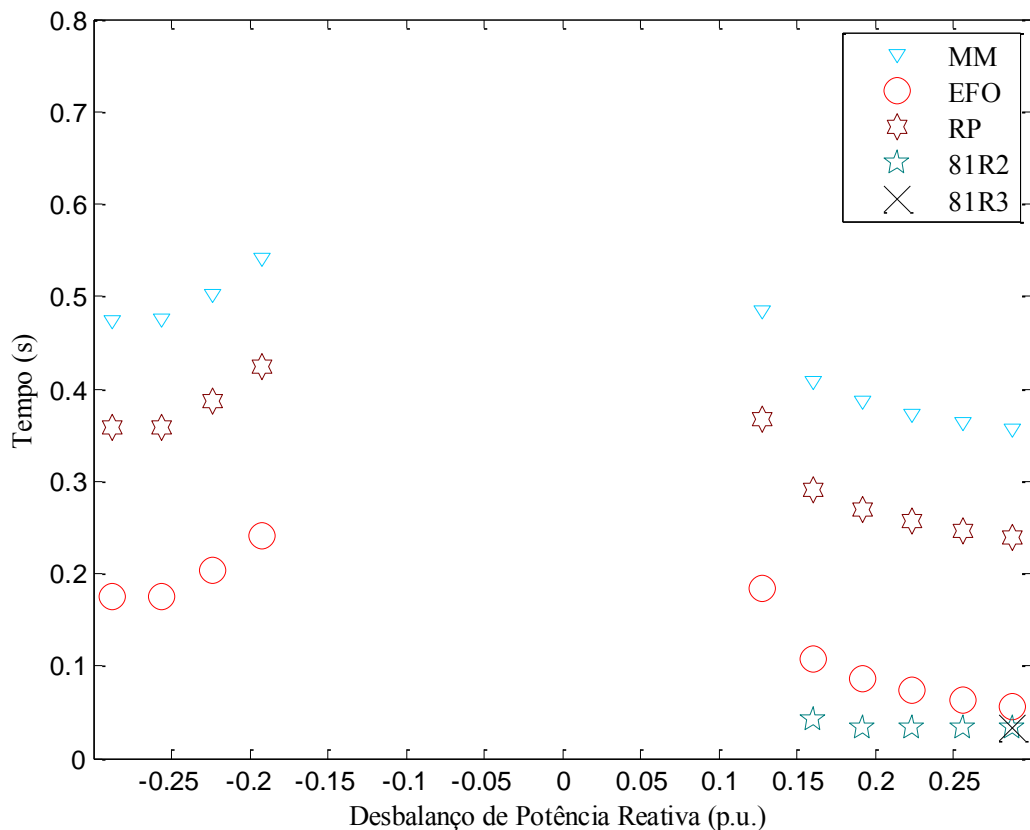


Figura 4.4 – Tempos de detecção para desbalanços de potência reativa.

Na Figura 4.5 são apresentadas as Zonas de Não Detecção (ZND) obtidas a partir dos ilhamentos com menor desbalanços de potência ativa e reativa detectados por cada método. Assim, as ZNDs estão envolvidas pelos retângulos apresentados na Figura 4.5. Os métodos 81R1, 81R4 e 81O/U não apresentam dois lados do retângulo, pois estes não detectaram nenhum dos desbalanços de potência reativa testados. Isto significa que para desbalanços de potência reativa a zonas de não detecção destes métodos são maiores que $\pm 28,80\%$. De forma semelhante, os métodos 81R1 e 81R4 não apresentam o lado inferior do retângulo que envolve sua ZND. Assim para desbalanços negativos de potência reativa sua ZND é maior em módulo que $28,80\%$.

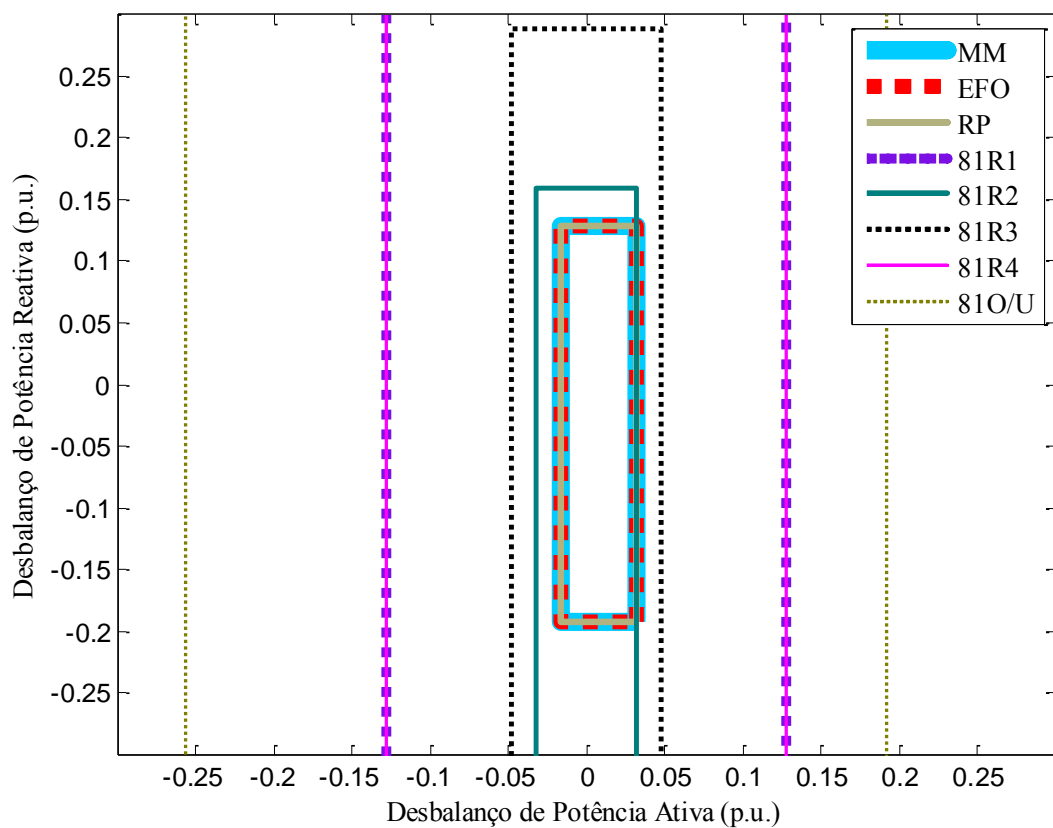


Figura 4.5 – Zona de não detecção.

As metodologias propostas (MM, EFO e RP) apresentam a menor ZND de todos os casos testados. Pode-se perceber que as áreas do retângulo dos métodos propostos são bem menores que das outras metodologias. Isto significa que a probabilidade das metodologias

propostas não detectar um ilhamento é a mesma do desbalanço de potência na ilha formada permaneça dentro do retângulo apresentado na Figura 4.5.

Os métodos propostos apresentam a mesma ZND, pois foram ajustados com o mesmo limiar que habilita a detecção de ilhamento (50 mHz). Destaca-se que os métodos propostos não falharam em nenhum dos casos em que ocorreu ilhamento e o desvio de frequência em relação a nominal excedeu 50 mHz.

4.5 COMUTAÇÕES DE CARGA

Os algoritmos devem ser capazes de diferenciar ilhamentos de outros distúrbios, mesmo durante a ocorrência de grandes perturbações. Desta maneira, foram simuladas oito diferentes situações de rejeição de carga através da abertura das linhas 854-852 e 834-842, conforme estabelecido pela Tabela 4.9. Os resultados mostram que os ajustes mais restritos do ROCOF (81R2 e 81R3) produzem disparos indesejáveis para as saídas de carga. As metodologias propostas assim como 81R1, 81R4 e 81O/U operaram corretamente em todos os casos. Salienta-se que os métodos 81R2 e 81R3 foram os que mais se aproximaram das metodologias propostas em termos da zona de não detecção.

Tabela 4.9 – Condições do sistema durante saída de carga.

Caso	Linha desconectada	Carga (%)	P_G (MW)	P_{Aberta} (MW)	Q_{Aberta} (MVar)
1	854 - 852	100	2,5	1,511	0,107
2	834 - 842	100	2,5	0,565	-0,376
3	854 - 852	50	2,5	0,754	-0,381
4	834 - 842	50	2,5	0,285	-0,593
5	854 - 852	100	1,0	1,507	0,112
6	834 - 842	100	1,0	0,563	-0,374
7	854 - 852	50	1,0	0,75	-0,375
8	834 - 842	50	1,0	0,284	-0,558

Tabela 4.10 – Detecção de ilhamento durante saída de carga

Caso	MM	EFO	RP	81R1	81R2	81R3	81R4	81O/U
1	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
2	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	114 ms	Não det.	Não det.
3	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
4	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	114 ms	Não det.	Não det.
5	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
6	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	108 ms	Não det.	Não det.
7	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
8	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	117 ms	Não det.	Não det.
Acertos	100%	100%	100%	100%	0%	0%	100%	100%

Na Figura 4.6 é apresentado o comportamento do Método da Morfologia Matemática durante a saída de carga apresentada na Tabela 4.9, caso 1. Percebe-se que ao MM atenua as oscilações de frequência impedindo que atinjam o limiar Th1 e consequentemente, o método evita a operação indevida.

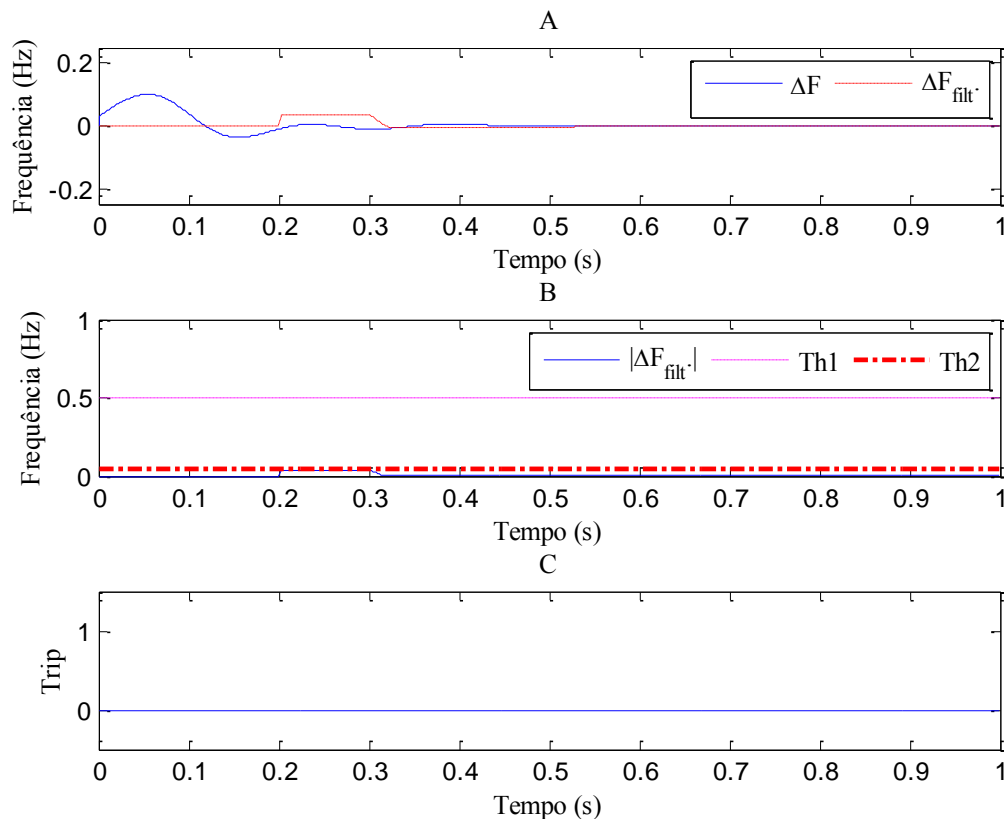


Figura 4.6 – Comportamento da MM durante a saída de carga, caso 1

Na Figura 4.7, observa-se que o comportamento da EFO para o caso 1. Pode-se observar que apesar da frequência exceder o limiar F_{th} o método não dispara devido à restrição imposta pela frequência de oscilação. Um relé convencional 81O/U configurado com os mesmos ajustes de EFO apresentaria zonas de não detecção e tempos de detecção similares a EFO. No entanto, falharia em casos como o apresentado na Figura 4.6 produzindo um disparo indevido. De forma semelhante, o relé 81O/U falharia em muitos dos casos apresentados na Tabela 4.9 em quase que a totalidade dos curtos-circuitos que serão apresentados nas seções seguintes.

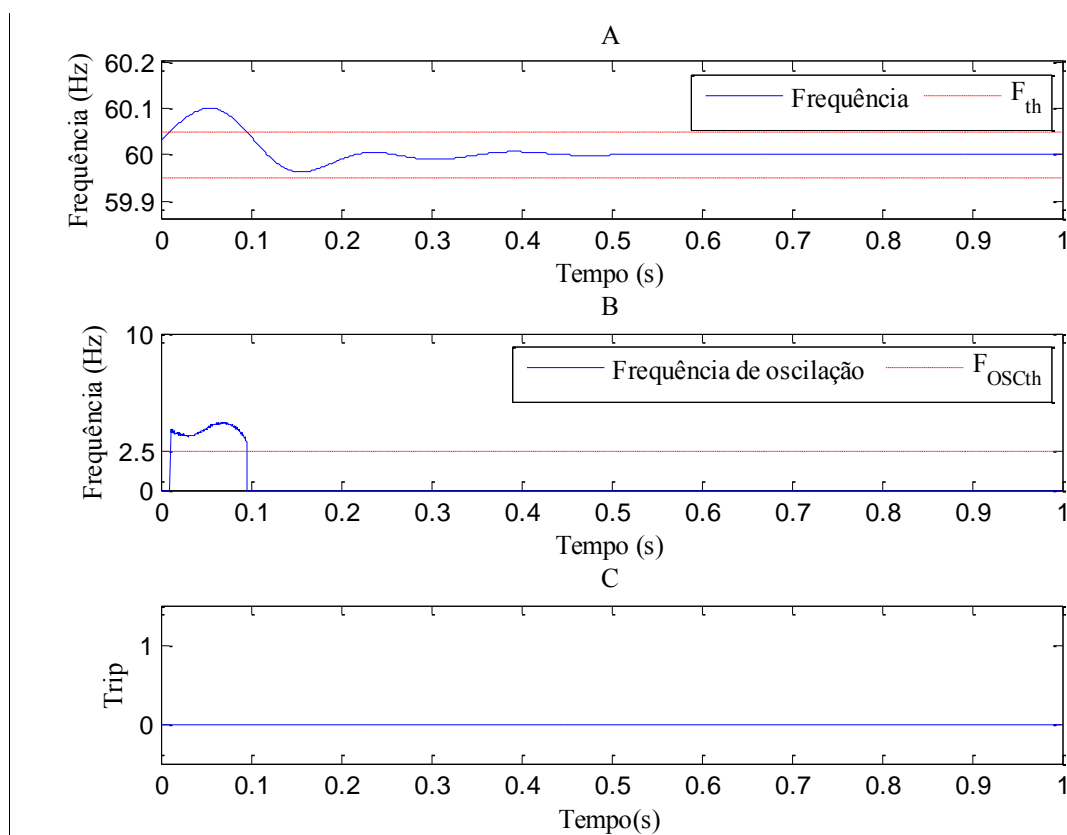


Figura 4.7 – Comportamento de EFO durante saída de carga, caso 1

Na Figura 4.8 observa-se o comportamento do RP durante a saída de carga apresentada na Tabela 4.9, caso 1. Na Figura 4.8 – A é apresentado a frequência do GD e o limiar F_{RPth} . Pode-se observar que a frequência excede o limiar e permanece acima deste por aproximadamente 100 ms. Na Figura 4.8 – B, tem-se o resultado da comparação entre P e P_{TH} , em alguns momentos entre 0,15 s e 0,3 s, a classificação do método de reconhecimento de padrão é errônea. No entanto conforme é mostrado na Figura 4.8 – C o algoritmo não envia um sinal de *Trip* devido à temporização do método.

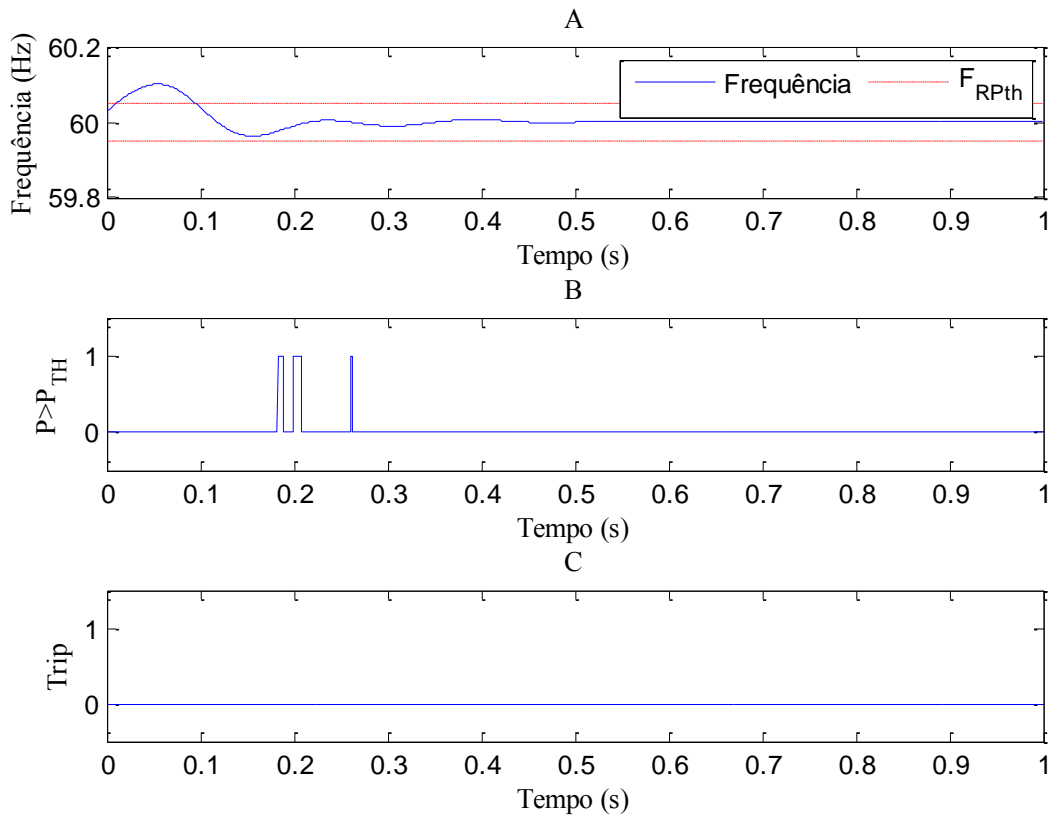


Figura 4.8 – Comportamento de RP durante saída de carga, caso 1

4.6 CURTOS-CIRCUITOS

Os algoritmos foram testados para curtos-circuitos (CC) monofásicos, bifásicos e trifásicos que permanecem por 350 ms e depois se auto extinguem. As faltas foram realizadas nas barras 802, 830, 852 e 842 conforme mostra a Figura 4.9. Foram consideradas duas impedâncias de falta, de 0 Ω e 60 Ω , duas condições de carga, 50% e 100% e dois níveis de penetração da geração distribuída, 2,5 MW e 1,0 MW, conforme estabelecido pela Tabela 4.11.

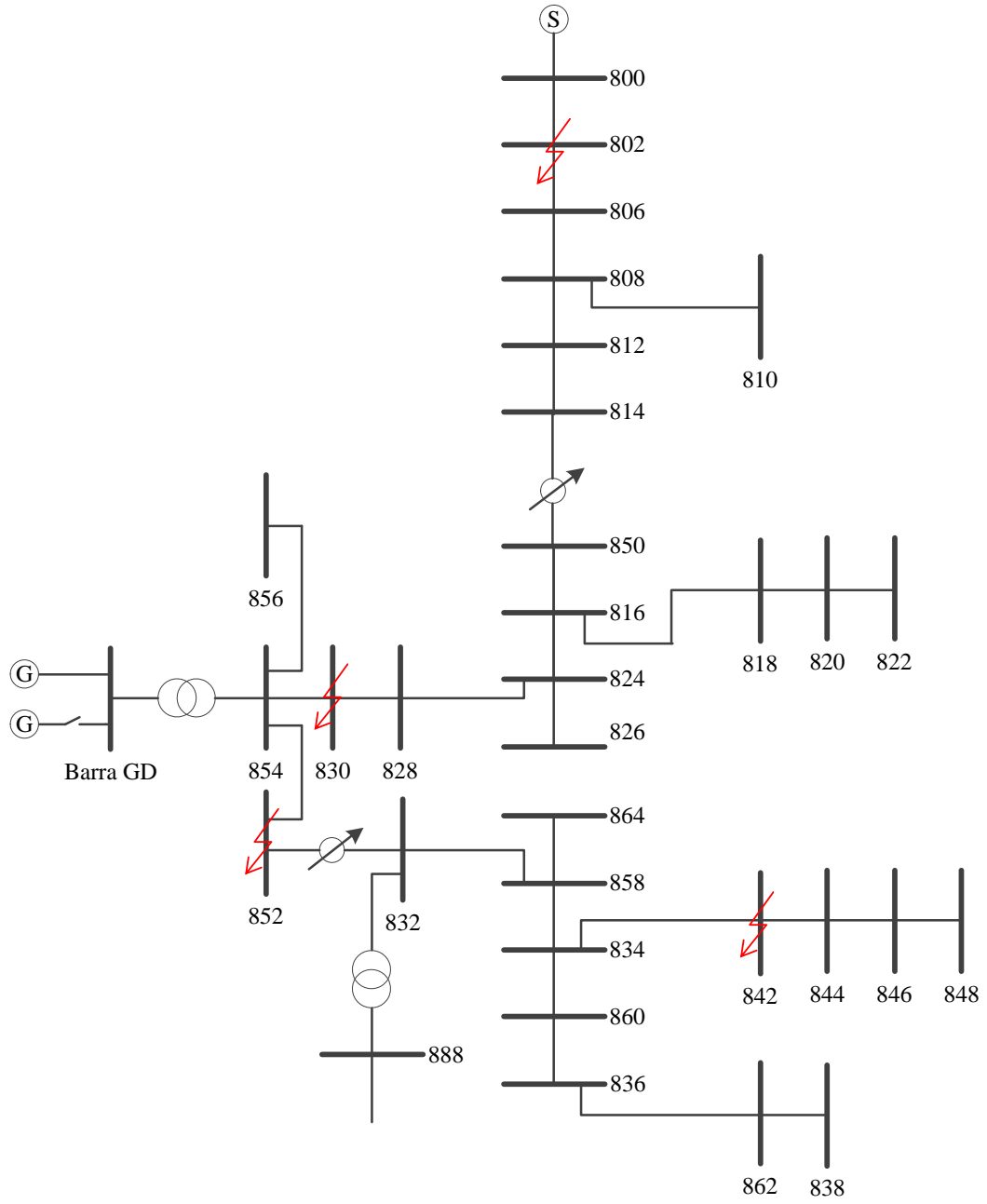


Figura 4.9 – Curtos-circuitos testados no sistema teste IEEE 34 barras

Tabela 4.11 – Condições do sistema durante curtos-circuitos temporários (350 ms).

Caso	Barra em CC	$Z_{falta} (\Omega)$	Carga (%)	P_G (MW)
1	802	0	100	2,5
2	802	60	100	2,5
3	830	0	100	2,5
4	830	60	100	2,5
5	852	0	100	2,5
6	852	60	100	2,5
7	842	0	100	2,5
8	842	60	100	2,5
9	802	0	50	2,5
10	802	60	50	2,5
11	830	0	50	2,5
12	830	60	50	2,5
13	852	0	50	2,5
14	852	60	50	2,5
15	842	0	50	2,5
16	842	60	50	2,5
17	802	0	100	1,0
18	802	60	100	1,0
19	830	0	100	1,0
20	830	60	100	1,0
21	852	0	100	1,0
22	852	60	100	1,0
23	842	0	100	1,0
24	842	60	100	1,0
25	802	0	50	1,0
26	802	60	50	1,0
27	830	0	50	1,0
28	830	60	50	1,0
29	852	0	50	1,0
30	852	60	50	1,0
31	842	0	50	1,0
32	842	60	50	1,0

4.6.1 Curtos-circuitos Monofásicos

Os curtos-circuitos monofásicos são muito comuns em sistema de distribuição, segundo a Central Station Engineers of The Westinghouse Electric (1964) os curtos monofásicos representam cerca de 70% das faltas ocorridas no sistema de distribuição. No entanto, existem estatísticas que estes curtos representam mais de 90% das faltas. Quando os

métodos foram testados para curtos-circuitos monofásicos verificou-se que 81R2 e 81R3 atuaram corretamente em 6,2% dos casos testados. Conforme mostra a Tabela 4.12, os métodos propostos e as demais metodologias não causaram abertura indevida para nenhum dos casos analisados.

Tabela 4.12 – Detecção de ilhamento durante curto-circuito monofásico.

Caso	MM	EFO	RP	81R1	81R2	81R3	81R4	81O/U
1	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
2	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
3	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.
4	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
5	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	113 ms	Não det.	Não det.
6	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
7	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	111 ms	Não det.	Não det.
8	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
9	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
10	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
11	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.
12	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
13	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	114 ms	Não det.	Não det.
14	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
15	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	112 ms	Não det.	Não det.
16	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
17	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
18	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
19	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	113 ms	Não det.	Não det.
20	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
21	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
22	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
23	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
24	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
25	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
26	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
27	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
28	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
29	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
30	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
31	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
32	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
Acertos	100%	100%	100%	100%	6,2%	6,2%	100%	100%

4.6.2 Curtos-circuitos trifásicos

Na Tabela 4.13 são apresentados os resultados para os curtos-circuitos trifásicos descritos na Tabela 4.11. A maioria das metodologias falhou em diversos casos testados, causando o desligamento indevido da GD. A restrição de tensão e a grande temporização de 81R4 impediu o desligamento indevido na maioria dos casos, apresentando uma taxa de acerto de 81,3% dos casos testados. O método 81O/U operou corretamente em 75,0%, o método 81R1 operou corretamente em 62,5% dos casos, EFO e RP operaram corretamente em 21,9%, MM em 9,4%, e 81R2 e 81R3 não operaram corretamente em nenhum dos casos testados.

As metodologias propostas se baseiam na dinâmica da máquina síncrona para evitar o desligamento indevido. No entanto, curtos-circuitos trifásicos provocam uma queda de tensão muito grande, fazendo com que haja pouca potência transferida entre a GD e o sistema interligado. Ou seja, provocam a diminuição do coeficiente de potência sincronizante. Desta forma, do ponto de vista da frequência analisada pelos algoritmos propostos, curtos-circuitos francos ou de baixa impedância de falta são similares aos ilhamentos, o que dificulta sua diferenciação.

Na Figura 4.10 é apresentado o comportamento de MM durante o curto-circuito trifásico descritos no caso 3. Observa-se que neste caso a potência transferida entre o sistema e a GD é muito próxima de zero, fazendo com que durante o curto-circuito a frequência se desvie da nominal sem oscilar. Assim a MM não tem a capacidade de atenuar a variação de frequência, o que acarreta no disparo indevido.

A Figura 4.11 mostra o comportamento da EFO durante a mesma falta. Uma vez que a frequência não oscila, a frequência calculada pelo algoritmo é muito pequena, enquadrando-se dentro do limiar de ilhamento e provocando a abertura indevida da GD. Na Figura 4.12, é apresentado o comportamento do algoritmo de reconhecimento de padrão. De forma semelhante à EFO e à MM o algoritmo de RP falha no reconhecimento do curto-circuito uma vez que a frequência não oscila.

Tabela 4.13 – Detecção de ilhamentos durante curtos-circuitos Trifásicos.

Caso	MM	EFO	RP	81R1	81R2	81R3	81R4	81O/U
1	206 ms	49 ms	589 ms	150 ms	34 ms	34 ms	Não det.	173 ms
2	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
3	333 ms	37 ms	259 ms	150 ms	34 ms	34 ms	574 ms	293 ms
4	333 ms	114 ms	759 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
5	338 ms	130 ms	289 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
6	473 ms	126 ms	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
7	335 ms	130 ms	299 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
8	471 ms	Não det.	726 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
9	222 ms	87 ms	763 ms	150 ms	34 ms	34 ms	898 ms	195 ms
10	333 ms	139 ms	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
11	201 ms	37 ms	255 ms	150 ms	34 ms	34 ms	605 ms	161 ms
12	333 ms	148 ms	754 ms	216 ms	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
13	355 ms	127 ms	279 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
14	333 ms	138 ms	726 ms	215 ms	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
15	346 ms	114 ms	280 ms	230 ms	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
16	333 ms	114 ms	Não det.	215 ms	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
17	206 ms	49 ms	Não det.	150 ms	34 ms	34 ms	757 ms	174 ms
18	Não det.	Não det.	722 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
19	299 ms	37 ms	261 ms	575 ms	34 ms	34 ms	575 ms	260 ms
20	333 ms	117 ms	757 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
21	340 ms	130 ms	292 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
22	472 ms	Não det.	727 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
23	337 ms	130 ms	302 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
24	473 ms	Não det.	727 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
25	206 ms	49 ms	589 ms	150 ms	34 ms	34 ms	Não det.	173 ms
26	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
27	333 ms	37 ms	259 ms	150 ms	34 ms	34 ms	574 ms	293 ms
28	333 ms	114 ms	759 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
29	338 ms	130 ms	289 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
30	473 ms	126 ms	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
31	335 ms	130 ms	299 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
32	471 ms	Não det.	726 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
Acertos	9,4%	21,9%	21,9%	62,5%	0,0%	0,0%	81,3%	75,0%

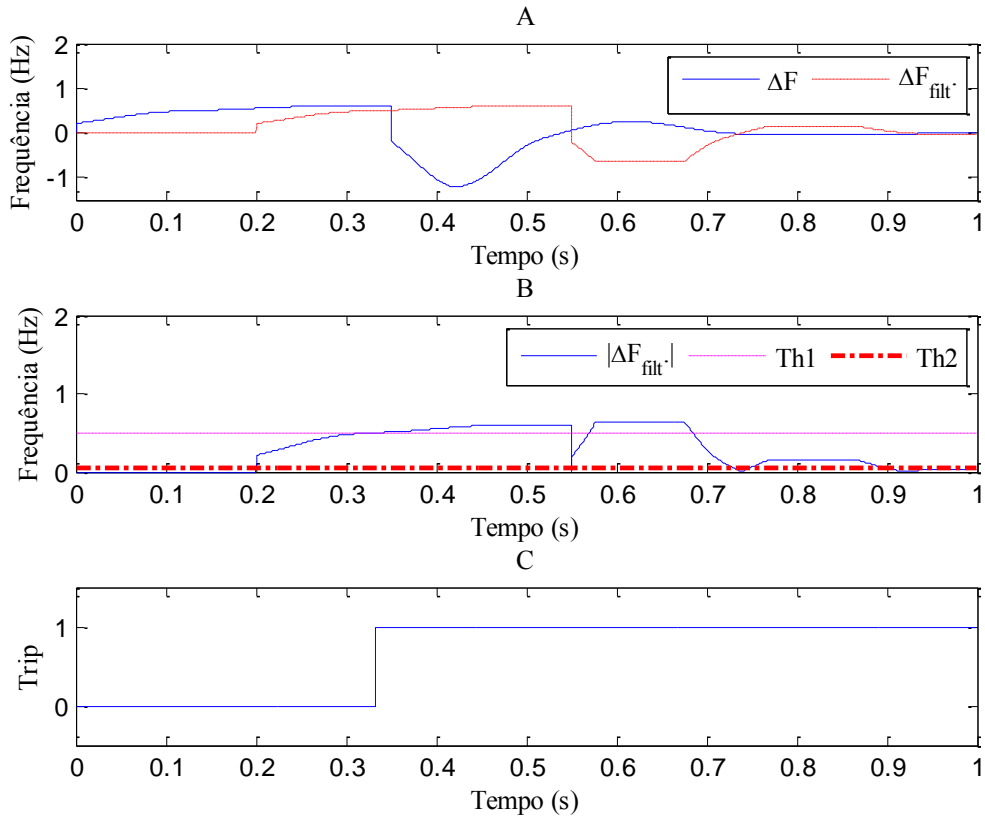


Figura 4.10 – Comportamento da MM durante curto-circuito trifásico, caso 3.

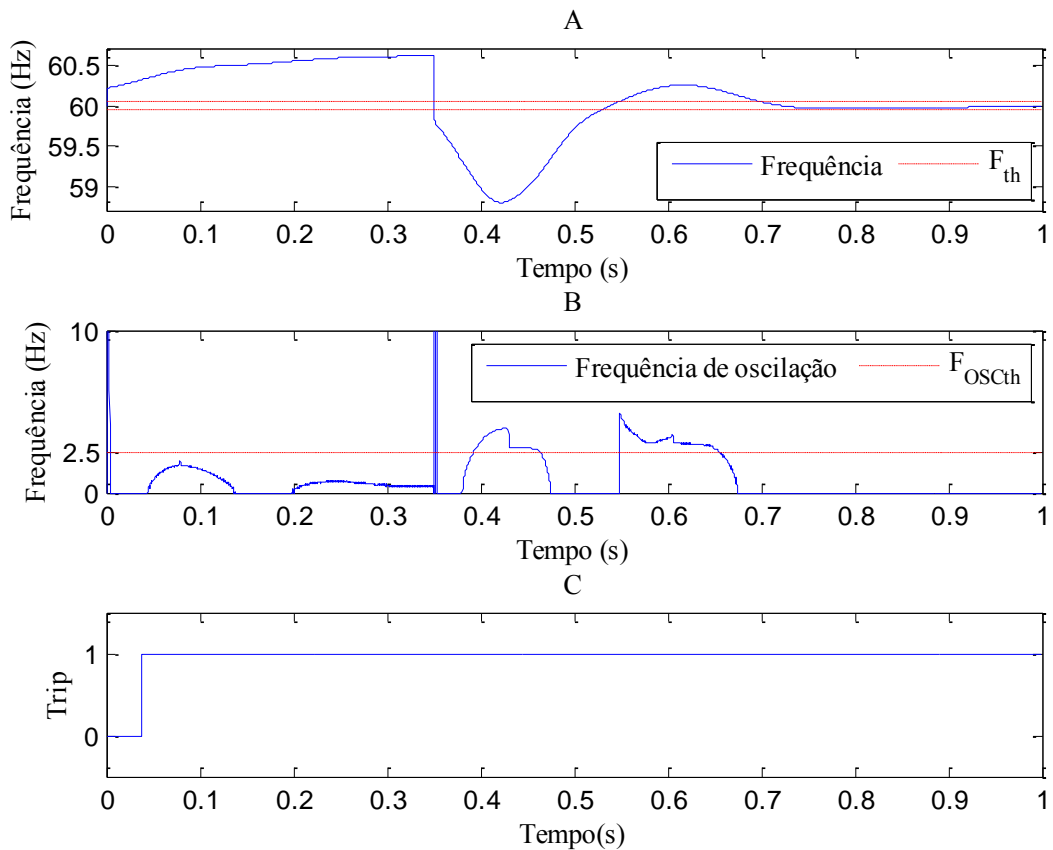


Figura 4.11 – Comportamento da EFO durante curto-circuito trifásico, caso 3.

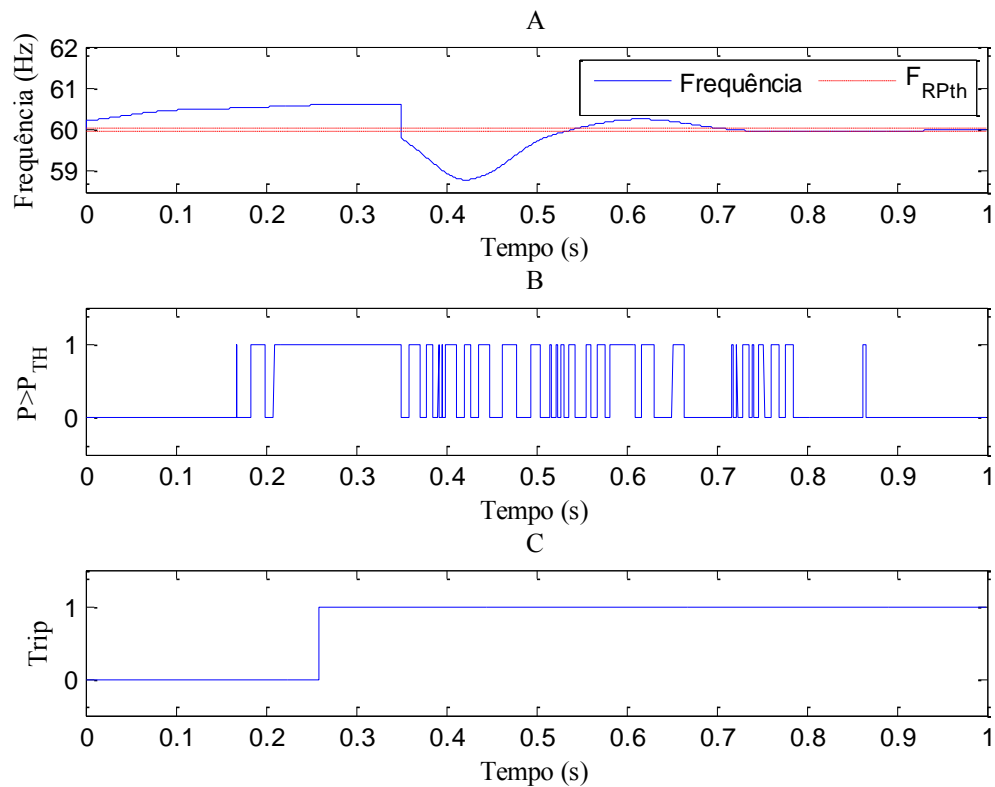


Figura 4.12 – Comportamento da RP durante curto-circuito trifásico, caso 3.

4.6.3 Curtos-circuitos bifásicos

Apesar de menos comuns do que as faltas monofásicas, os sistemas de distribuição também estão sujeitos a curtos-circuitos bifásicos. A fim de avaliar a tolerância dos algoritmos a este tipo de falta, foram realizados curtos-circuitos bifásicos conforme as condições estabelecidas na Tabela 4.11. Os resultados apresentados pela Tabela 4.14 mostram que os algoritmos que têm ajustes menos restritos apresentam melhor desempenho. 81O/U e 81R4 operaram corretamente em 100% dos casos, 81R1 operou corretamente em 81,3%, RP em 71,9% dos casos, EFO e MM em 50% dos casos, e 81R2 e 81R3 em 0% dos casos.

Pode-se observar que os algoritmos propostos tendem a falhar mais nos casos de curtos-circuitos em que a penetração da GD é maior. Das 16 falhas da EFO, 12 foram quando a GD estava produzindo 2,5 MW e somente 4 quando estava produzindo 1,0 MW.

Tabela 4.14 – Detecção de ilhamentos durante curtos-circuitos bifásicos.

Caso	MM	EFO	RP	81R1	81R2	81R3	81R4	81O/U
1	341 ms	121 ms	274 ms	221 ms	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
2	333 ms	138 ms	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
3	333 ms	37 ms	278 ms	225 ms	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
4	333 ms	137 ms	Não det.	215 ms	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
5	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	35 ms	Não det.	Não det.
6	334 ms	137 ms	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
7	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
8	334 ms	137 ms	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
9	340 ms	120 ms	274 ms	222 ms	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
10	333 ms	138 ms	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
11	333 ms	37 ms	278 ms	225 ms	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
12	333 ms	137 ms	Não det.	215 ms	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
13	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
14	334 ms	137 ms	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
15	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
16	334 ms	137 ms	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
17	333 ms	133 ms	291 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
18	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
19	333 ms	37 ms	217 ms	Não det.	135 ms	461 ms	Não det.	Não det.
20	Não det.	Não det.	722 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
21	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
22	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
23	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
24	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
25	333 ms	133 ms	294 ms	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
26	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
27	333 ms	37 ms	217 ms	Não det.	141 ms	462 ms	Não det.	Não det.
28	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
29	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
30	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
31	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
32	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
Acertos	50,0%	50,0%	71,9%	81,3%	0,0%	0,0%	100%	100%

Para analisar melhor a diferença entre uma grande e uma pequena penetração da geração distribuída, será comparado o comportamento de EFO no caso 8 (Figura 4.13) e o caso 24 (Figura 4.14). Ambos são idênticos com exceção que no caso 8 a potência gerada é 2,5 MW e no caso 24 a potência gerada é 1 MW. No caso 8, após a frequência atingir seu valor mínimo, aproximadamente 59,7 Hz, ela retorna à faixa definida pelo limiar F_{th} de maneira amortecida, descrevendo uma curva não senoidal. Desta forma a frequência calculada

pelo algoritmo satisfaz as condições gerando o sinal de disparo indevido. Já no caso 24, a frequência de oscilação calculada é maior do que o limiar F_{OSC} evitando assim o disparo indevido.

Algumas medidas poderiam ser tomadas para evitar o disparo indevido em casos como o apresentado na Tabela 4.9, tais como aumento de F_{th} , no entanto isto acarretaria no aumento da zona de não detecção nos casos de ilhamento. Outra opção seria o aumento da temporização em 6 ms. Entretanto, isto impactaria nos tempos de detecção em casos de ilhamento. Já o limiar F_{OSCth} tem pouco impacto sobre estes casos de detecção indevida, pois de 0,12 s a 0,14 s a frequência de oscilação calculada é zero.

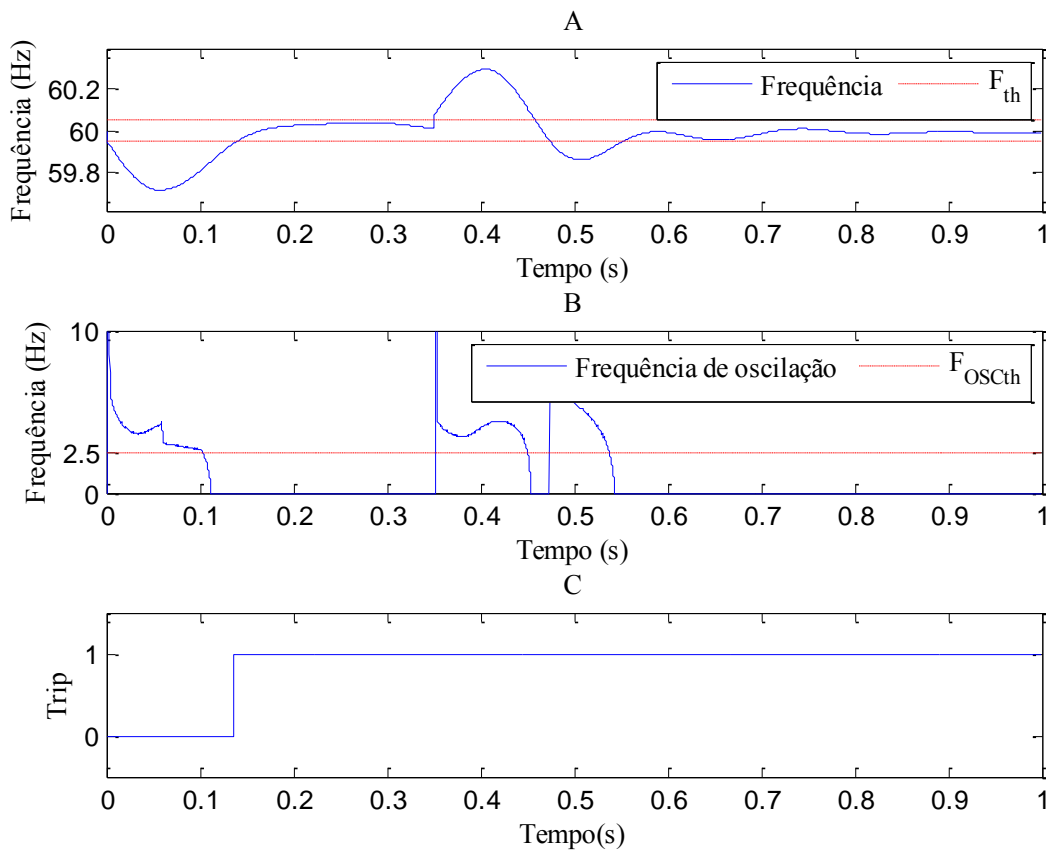


Figura 4.13 – Comportamento da EFO durante curto-circuito bifásico, caso 8

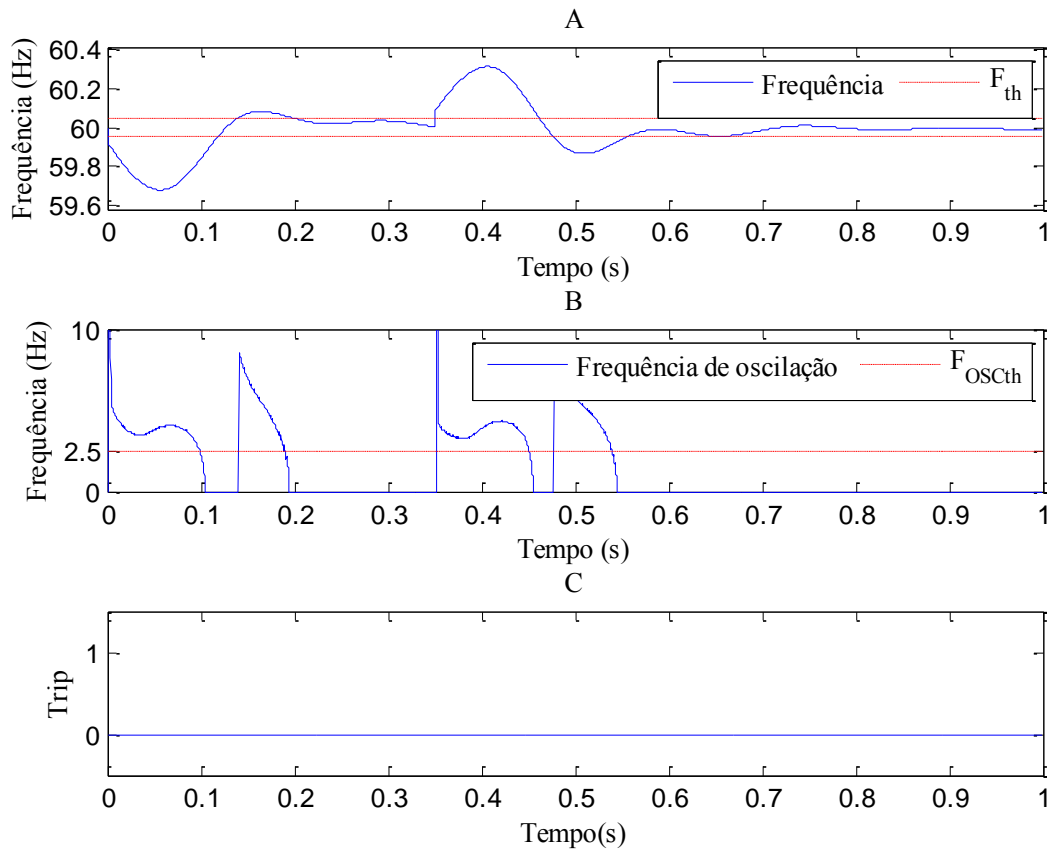


Figura 4.14 – Comportamento da EFO durante curto-circuito bifásico, caso 24.

Nas Figura 4.15 e Figura 4.16 são apresentados os comportamentos de RP para os mesmos casos (8 e 24). Pode-se observar que o reconhecimento de padrão também falha durante alguns instantes na classificação dos dois casos. No entanto, a maior sensibilidade do algoritmo em relação à forma do sinal de frequência e a sua maior temporização garantem a atuação correta em ambos os casos. Isto confere ao algoritmo de RP uma maior robustez e uma maior taxa de acerto na ocorrência de CC bifásicos.

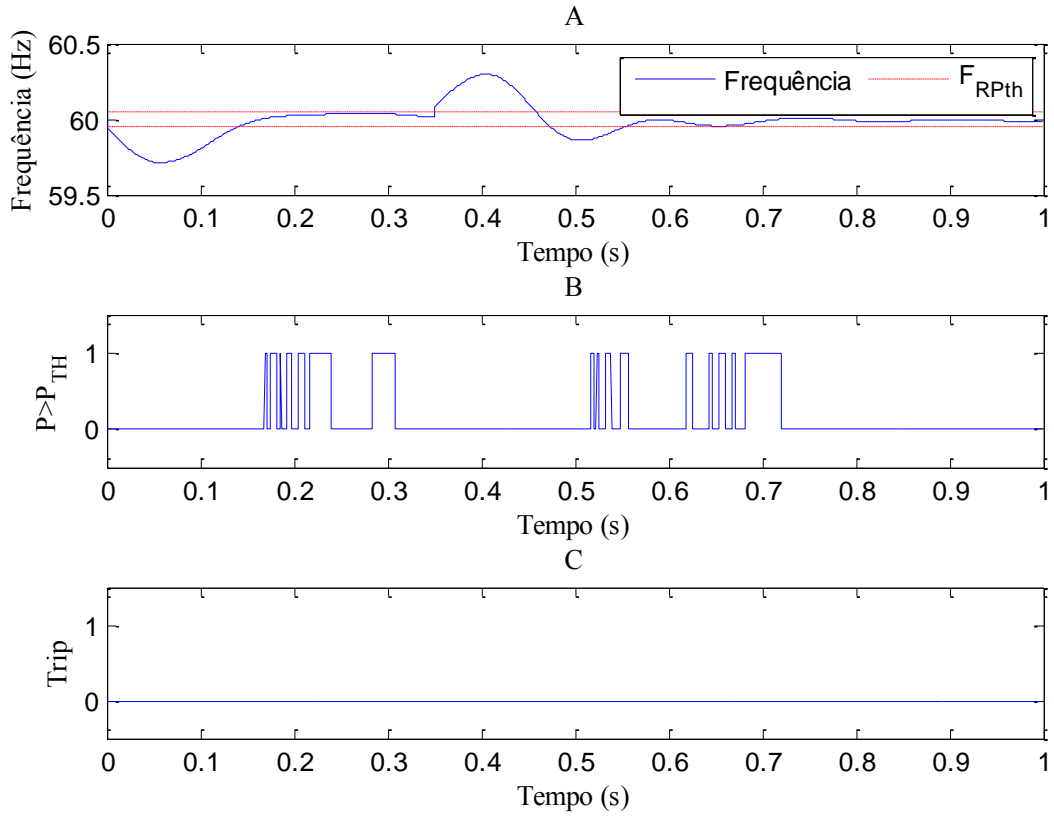


Figura 4.15 – Comportamento da RP durante curto-circuito bifásico, caso 8

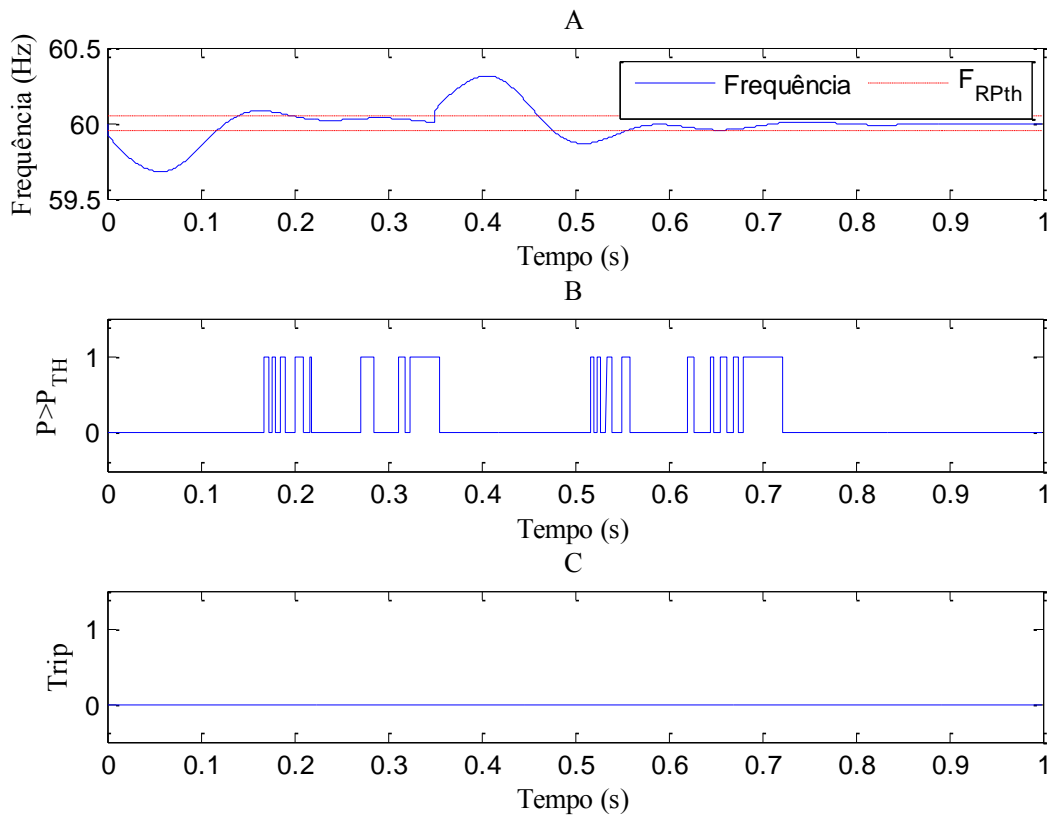


Figura 4.16 – Comportamento da RP durante curto-circuito bifásico, caso 24.

4.7 CURTOS-CIRCUITOS SEGUIDOS DE ILHAMENTO

Curtos-circuitos alteram diversos parâmetros e variáveis do sistema de distribuição, tais como a energia cinética e a frequência elétrica do gerador distribuído, e desta forma modificam o comportamento de todos os eventos que se sucedem. Assim, foram testados curtos-circuitos temporários que permanecem no sistema por 350 ms e são eliminados do sistema interligado através de abertura de uma linha de distribuição, causando o ilhamento da GD. Na Tabela 4.15 são apresentadas as condições em que foram simulados.

Tabela 4.15 – Condições do sistema durante curtos-circuitos monofásicos temporários seguidos de ilhamentos (350 ms).

Caso	Barra em CC	Linha Aberta	Z_{falta} (Ω)	Carga (%)	P_G (MW)
1	802	800 - 802	0	100	2,5
2	802	800 - 802	60	100	2,5
3	816	850 - 816	0	100	2,5
4	816	850 - 816	60	100	2,5
5	830	828 - 830	0	100	2,5
6	830	828 - 830	60	100	2,5
7	802	800 - 802	0	50	2,5
8	802	800 - 802	60	50	2,5
9	816	850 - 816	0	50	2,5
10	816	850 - 816	60	50	2,5
11	830	828 - 830	0	50	2,5
12	830	828 - 830	60	50	2,5
13	802	800 - 802	0	100	1,0
14	802	800 - 802	60	100	1,0
15	816	850 - 816	0	100	1,0
16	816	850 - 816	60	100	1,0
17	830	828 - 830	0	100	1,0
18	830	828 - 830	60	100	1,0
19	802	800 - 802	0	50	1,0
20	802	800 - 802	60	50	1,0
21	816	850 - 816	0	50	1,0
22	816	850 - 816	60	50	1,0
23	830	828 - 830	0	50	1,0
24	830	828 - 830	60	50	1,0

Conforme mostra a Figura 4.17, do ponto de vista do sistema interligado, a linha aberta está a montante do ponto de falta. Nestes casos a GD está ilhada e com um curto-circuito na ilha formada. Estas situações são mais comuns que aberturas a jusante, devido à maior potência de curto-circuito do sistema interligado em relação à GD. Foram testados curtos seguidos de ilhamentos nas barras 802 (Ilhamento 1), 816 (Ilhamento 2), e 830 (Ilhamento 3).

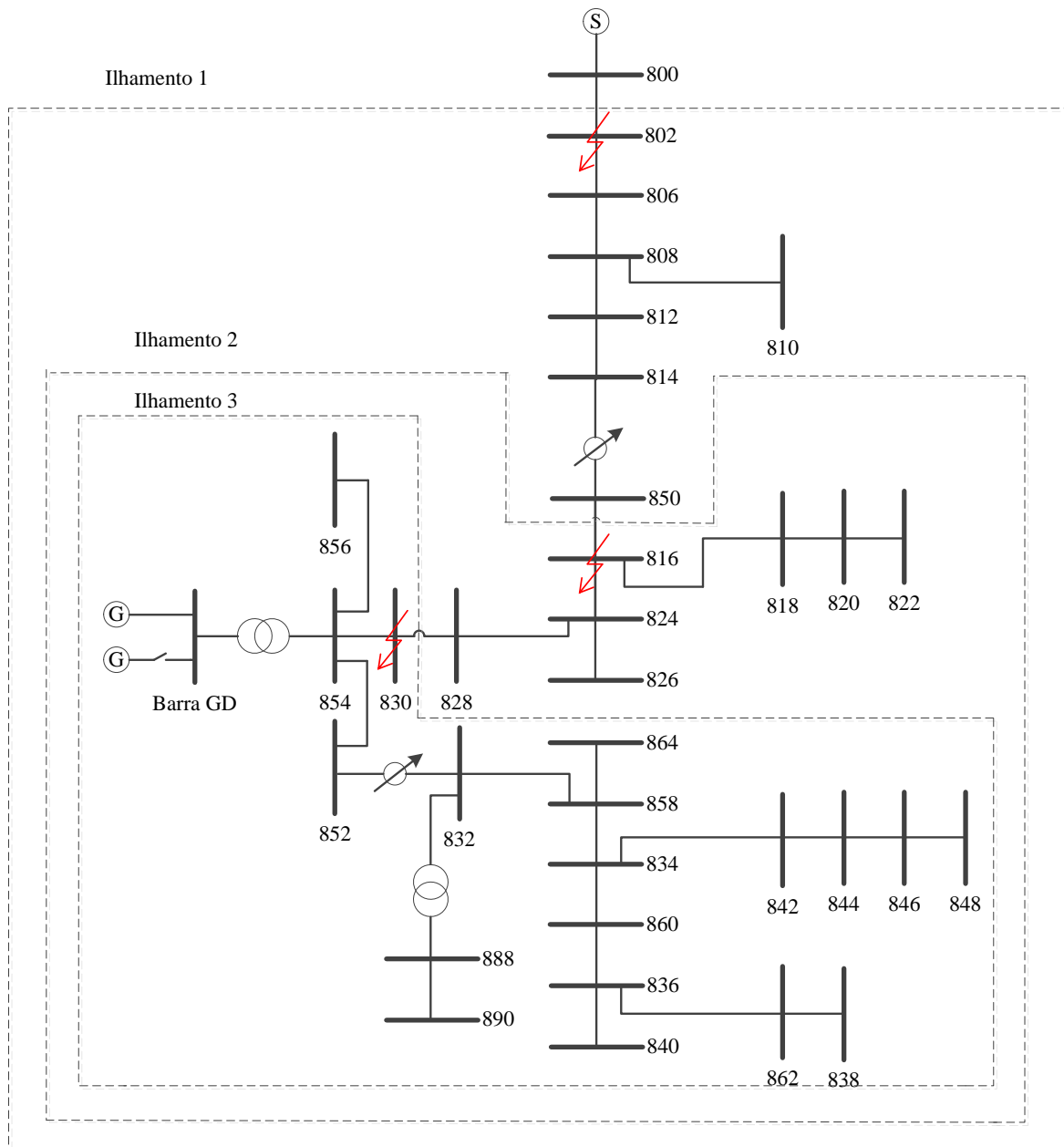


Figura 4.17 – Curtos-circuitos seguidos de ilhamentos testados no sistema teste IEEE 34 barras

Na Tabela 4.16 são apresentados o desempenho dos algoritmos para curtos-circuitos monofásicos temporários. Os tempos de detecção de ilhamentos apresentados na tabela referem-se aos tempos após a abertura da linha. Desta forma, tempos negativos significam que a detecção de ilhamento ocorreu antes de acontecer a abertura da linha, ou seja, durante o curto-circuito. Portanto, tempos negativos ou a não detecção do ilhamento representam falhas dos algoritmos.

Tabela 4.16 – Detecção de ilhamentos durante curtos-circuitos monofásicos temporários seguidos de ilhamento.

Caso	MM	EFO	RP	81R1	81R2	81R3	81R4	81O/U
1	337 ms	37 ms	350 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	466 ms
2	339 ms	39 ms	205 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	Não det.
3	381 ms	82 ms	327 ms	189 ms	-316 ms	-239 ms	Não det.	615 ms
4	348 ms	48 ms	213 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	Não det.
5	420 ms	120 ms	389 ms	208 ms	91 ms	105 ms	Não det.	Não det.
6	365 ms	66 ms	232 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	Não det.
7	336 ms	38 ms	194 ms	401 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	Não det.
8	336 ms	37 ms	202 ms	Não det.	-316 ms	-316 ms	Não det.	Não det.
9	257 ms	37 ms	220 ms	490 ms	-316 ms	-315 ms	Não det.	217 ms
10	287 ms	37 ms	219 ms	540 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	248 ms
11	251 ms	37 ms	220 ms	490 ms	33 ms	33 ms	Não det.	211 ms
12	268 ms	37 ms	219 ms	527 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	228 ms
13	229 ms	37 ms	219 ms	128 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	206 ms
14	227 ms	37 ms	220 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	204 ms
15	228 ms	37 ms	219 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	206 ms
16	230 ms	37 ms	220 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	209 ms
17	229 ms	37 ms	219 ms	150 ms	-316 ms	-237 ms	Não det.	208 ms
18	232 ms	37 ms	220 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	212 ms
19	301 ms	37 ms	192 ms	123 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	361 ms
20	298 ms	37 ms	197 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	Não det.
21	333 ms	37 ms	211 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	Não det.
22	334 ms	37 ms	194 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	Não det.
23	333 ms	37 ms	217 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	Não det.
24	334 ms	37 ms	194 ms	150 ms	-316 ms	-316 ms	Não det.	Não det.
Acertos	100,0%	100,0%	100,0%	95,8%	8,3%	8,3%	0,0%	54,2%

Os tempos de detecção de ilhamento da EFO são bem menores que dos outros algoritmos, cerca de quatro vezes menor que a maioria dos tempos de detecção de 81R1. Além disso, EFO não falhou em nenhum dos casos simulados. MM e RP atuaram corretamente em 100% dos casos simulados, no entanto, seus tempos de detecção são

maiores. O 81R1 acertou em 95,8% dos casos, mas em algumas situações necessitou mais de 500 ms para detectar o ilhamento. 81O/U, 81R2 e 81R3 acertaram respectivamente 54,2%, 8,3% e 8,3% dos eventos simulados.

4.8 ABERTURA DE BANCOS DE CAPACITORES

A abertura de bancos de capacitores destinados à correção de fator de potência não deve causar a desconexão da GD. A fim de simular esta condição, foi realizado o desligamento do banco de capacitores de 0,3 MVar localizado na barra 844 em quatro condições de operação diferentes apresentadas na Tabela 4.17. Como esperado, variações de potência reativa não afetam significativamente a frequência elétrica. Assim, nenhum dos algoritmos testados falhou para estes casos.

Tabela 4.17 – Condições do sistema durante a abertura de banco de capacitores.

Caso	Carga (%)	P_{G1} (MW)	Q_C (MVar)
1	100	2,5	0,3
2	50	2,5	0,3
3	100	1,0	0,3
4	50	1,0	0,3

4.9 ABERTURA DE GERAÇÃO

A desconexão de uma geração distribuída não deve causar o desligamento dos demais. Desta forma, para simular a desconexão de outras GDs foi introduzido um segundo gerador (GD2) síncrono em paralelo ao primeiro. A desconexão da GD2 foi realizada quando o sistema estava em regime permanente operando conforme as condições estabelecidas na Tabela 4.18. Conforme a Tabela 4.19, os algoritmos 81R2 e 81R3 falharam em todos os casos simulados, os demais acertaram todos os casos testados.

Tabela 4.18 – Condições do sistema durante a desconexão de geradores vizinhos.

Caso	Carga (%)	P_{GD1} (MW)	P_{GD2} (MW)
1	100	2,5	1,0
2	50	2,5	1,0
3	100	1,0	1,0
4	50	1,0	1,0

Tabela 4.19 – Detecção de ilhamentos durante a desconexão de geradores vizinhos.

Caso	MM	EFO	RP	81R1	81R2	81R3	81R4	81O/U
1	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
2	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
3	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
4	Não det.	Não det.	Não det.	Não det.	34 ms	34 ms	Não det.	Não det.
Acertos	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%

4.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados os resultados dos testes realizados nos algoritmos de detecção de ilhamento. Os testes foram executados através de simulações de transitórios eletromecânicos do sistema IEEE 34 barras modificado, realizadas no software DIGsilent PowerFactory®. Os algoritmos propostos foram comparados com dois métodos comumente usados na detecção de ilhamento, ou seja, os métodos que utilizam a taxa de variação da frequência e a sub/sobrefrequência.

A Tabela 4.20 resume o desempenho em cada um dos tipos de testes realizados permitindo uma análise de desempenho das metodologias de detecção de ilhamento. Na primeira linha é apresentado o Tempo de Detecção das metodologias para um desbalanço de potência ativa de 28,80% e desbalanço de potência reativa zero (TD_{28,8%}). Nas linhas subsequentes são apresentadas a zona de não detecção, a taxa de acertos para a saída de carga, curtos-circuitos monofásicos, curtos-circuitos-bifásicos, curtos-circuitos-trifásicos, saída de capacitores e saídas de outros geradores.

Tabela 4.20 – Comparativo entre os métodos

	MM	EFO	RP	81R1	81R2	81R3	81R4	81O/U
TD _{28,8%}	257 ms	37 ms	219 ms	150 ms	34 ms	34 ms	150 ms	314 ms
ZND	Peq.	Peq.	Peq.	Grande	Média	Média	Grande	Muito Grande
Saída de Carga	100%	100%	100%	100%	0%	0%	100%	100%
CC 1φ	100%	100%	100%	100%	6,2%	6,2%	100%	100%
CC 2φ	50,0%	50,0%	71,9%	81,3%	0,0%	0,0%	100%	100%
CC 3φ	9,4%	21,9%	21,9%	62,5%	0,0%	0,0%	81,3%	75,0%
CC 1φ seguido de Ilhamento	100%	100%	100%	95,8%	8,3%	8,3%	0,0%	54,2%
Saída de Cap.	100%	100%	100%	100%	0,0%	0,0%	100%	100%
Saída de GD	100%	100%	100%	100%	0,0%	0,0%	100%	100%

Destaca-se que a maior contribuição das metodologias propostas é a redução da zona de não detecção. Devido ao fato da MM, EFO e RP permitirem o uso de um limiar extremamente pequeno para variações de frequência em relação à nominal (50 mHz) estas apresentam uma zona de não detecção extremamente reduzida. Uma vez que os métodos utilizam o mesmo ajuste para o limiar, os três apresentam a mesma ZND, o que facilita a comparação em relação as outras características de cada método proposto.

Fundamentando-se nos resultados apresentados nesta seção pode-se concluir que o método da Estimação da Frequência de Oscilação apresentou o melhor desempenho entre as metodologias propostas e de referência. Destacam-se as seguintes razões:

1. EFO apresentou a menor zona de não detecção, quase desprezível, uma vez que a probabilidade do desbalanço de potência se manter menor que -1,6% é muito pequena.
2. Pequenos tempos de detecção. Os pequenos tempos de detecção contribuem com a segurança nas instalações, na coordenação dos dispositivos de proteção e evitam o religamento fora de sincronismo, permitindo assim a redução do tempo morto de religamento.
3. Tolerância a perturbações no sistema de distribuição. O método de estimação da frequência de oscilação evita o desligamento indevido, contribuindo para a qualidade da energia, para o aumento da confiabilidade do sistema de distribuição e a manutenção do custo operacional. O método operou corretamente em 100% dos casos de saída de carga, geração, capacitores e curtos-circuitos monofásicos.

Apesar de EFO ser sensível a curtos trifásicos e bifásicos, apresentando uma taxa de acerto de 21,9% e de 50% respectivamente, deve-se salientar que os curtos monofásicos representam 70% das faltas possíveis de ocorrência no sistema de distribuição. Se for comparada a zona de não detecção da EFO (Figura 4.5) com as metodologias de referência que apresentam a ZND mais próxima, 81R2 e 81R3, pode-se observar que a ZND de EFO é menor. Ademais, estes métodos (81R2 e 81R3) são completamente instáveis para quase todas as perturbações que possam ocorrer no sistema de distribuição. Por outro lado, uma resposta mais estável pode ser obtida utilizando temporizações maiores no método ROCOF, além de ajustes maiores nos limiares de detecção ou restrição por tensão. No entanto, conforme o desempenho apresentado por 81R1 e 81R4 pode-se observar que sua zona de não detecção se

torna excessivamente grande. Além disso, devido a sua temporização maior, seus tempos de detecção são em geral cerca de 4 vezes maiores que os tempos apresentado por EFO.

O segundo método que apresentou melhor desempenho foi o método de Reconhecimento de Padrão. Destacam-se as seguintes razões.

1. Pequenas zonas de não detecção, equivalentes à do método EFO.
2. Maior tolerância a perturbações no sistema de distribuição do que EFO.

O desempenho deste método é prejudicado pelo tempo de detecção de ilhamento ser relativamente grande. Este tempo é decorrente da janela empregada para o reconhecimento da forma da frequência.

O terceiro método que apresentou melhor desempenho foi o ROCOF em seu ajuste 81R1. Devido a sua maior temporização, o 81R1 é o segundo método mais tolerante a curtos-circuitos. No entanto, apresenta tempo de detecção bem maior que a EFO, cerca de 4 vezes maior. Além disso, sua ZND é grande, aumentando a possibilidade da GD permanecer ilhada por um grande período após a desconexão do sistema.

O quarto melhor desempenho pode ser atribuído a MM. O método da Morfologia Matemática, juntamente com EFO e RP apresentam a menor ZND. No entanto, sua janela relativamente grande e a temporização adicional geram um tempo de detecção muito próximo a metodologia de sub/sobrefrequência tradicional (81O/U), conforme mostra a Figura 4.3. A MM consegue evitar a abertura devido à curtos-circuitos monofásicos e alguns curtos-circuitos bifásicos e trifásicos

O quinto colocado é o 81R4. Os testes envolvendo curtos-circuitos mostram que o 81R4 apresentou a melhor tolerância durante curtos-circuitos devido à restrição de tensão. No entanto, este apresenta a menor assertividade em casos de curtos-circuitos seguidos de ilhamentos.

O sexto melhor desempenho foi apresentado pelo método 81O/U. Sua zona de não detecção é muito grande. No entanto, a técnica se mostrou tolerante à maior parte das perturbações que foram testadas. Uma vez que seus ajustes não são simétricos para sobrefrequências e subfrequências, os tempos de detecção e as zonas de não detecção variam para ilhamentos com desbalanços de potência positivos e negativos.

Os ajustes mais restritos do ROCOF foram importantes para demonstrar a sensibilidade do método no que diz respeito à tolerância à perturbações no sistema de distribuição quando se usam ajustes restritos. Os ajustes 81R2 e o 81R3 para o método da taxa

de variação de frequência apresentaram os piores desempenhos entre as configurações testadas, pois são intolerantes a curtos-circuitos, saídas de carga e geradores.

Assim como na maioria das funções de proteção, a utilização das metodologias propostas em outros sistemas implicaria em ajustar as metodologias para esta nova condição. Desta forma, seria necessária a realização de simulações conforme consta nos procedimentos de ajustes de cada metodologia. A escolha dos ajustes poderá implicar no desempenho dos métodos. Para o método de Reconhecimento de Padrão é necessário à constituição do banco de dados o que também terá efeito sobre o desempenho final.

5 CONCLUSÕES

O presente trabalho abordou as metodologias de detecção de ilhamento em sistemas de distribuição de energia elétrica contendo GDs com geração síncrona. A falha na detecção de ilhamento representa riscos à vida e a integridade de equipamentos do sistema de distribuição. Dessa forma, em geral, as normas técnicas exigem a detecção de ilhamento em menos de 2 s. Durante a revisão da bibliografia, foram analisadas as metodologias ativas, passivas e híbridas mais significantes propostas até o momento, com o objetivo de promover a detecção de ilhamento, reduzindo a zona de não detecção, o tempo de detecção, os desligamentos indevidos e os impactos na qualidade da energia.

Dentre as principais vantagens das metodologias passivas, destaca-se o fato de que estas não interferem na qualidade da energia elétrica e de geralmente não necessitar a instalação de novos equipamentos na GD. Desta forma o trabalho propõe três novas metodologias passivas para a detecção de ilhamento em geradores síncronos.

Os geradores síncronos se comportam de maneira bem característica durante ilhamentos e outras perturbações ocorridas no sistema de distribuição. Durante ilhamentos a frequência da GD tende a se comportar como uma exponencial ou senoidal de baixa frequência devido à ação de reguladores de velocidade. Durante outras perturbações como entrada ou saída de grandes cargas a frequência tende a se comportar como uma senoidal amortecida. Os algoritmos propostos se fundamentam nestas diferenças para promover a detecção de ilhamento.

O primeiro algoritmo utiliza a morfologia matemática para promover a atenuação das oscilações que causariam o desligamento indevido por parte de outros métodos. Apesar deste método apresentar uma pequena zona de não detecção seus tempos de detecção são relativamente grandes. Assim, foi desenvolvido um segundo método buscando reduzir os tempos de detecção. O segundo visa estimar a frequência de oscilação para diferenciar os ilhamentos dos demais eventos. O EFO mostrou-se bastante eficiente, no entanto ainda sujeito a alguns disparos indevidos. Desta forma buscou-se o desenvolvimento do terceiro método que tem como objetivo reconhecer a forma da frequência através de um algoritmo de reconhecimento de padrão. Este algoritmo utiliza decomposição em valores singulares e análise linear discriminante para promover a classificação dos eventos. O algoritmo RP deve

ser previamente treinado, o que demanda um banco de dados com os sinais obtidos através de simulações no sistema de distribuição que será instalado.

Os três métodos propostos podem ter seus limiares ajustados para desvios de frequência em relação à nominal muito pequenos (50 mHz). Perturbações no sistema de distribuição, tais como saídas de grandes cargas podem fazer a frequência exceder este limiar, mas os métodos propostos não disparam indevidamente. Por outro lado um relé de sub/sobrefrequência ajustado para um desvio de frequência de 50 mHz poderia implicar em disparos indevidos. No entanto, as metodologias propostas são robustas, evitando os desligamentos indevidos do GD. As alterações na topologia do sistema podem causar a alteração da constante de inércia o que implicaria em mudança no desempenho das metodologias passivas em geral assim como das propostas.

Os testes conduzidos no sistema teste IEEE 34 barras mostraram que os algoritmos propostos são promissores e reduzem a ZND a condições de desbalanço de potência ativas muito pequenas. Tais condições são improváveis, pois a carga de um sistema de distribuição ilhado não é perfeitamente constante. A diminuição da zona de não detecção promovida pelos algoritmos propostos representa uma grande contribuição para os métodos de detecção de ilhamento, pois diminui o risco da operação ilhada não intencional. Evitando a operação ilhada não intencional, previna-se também o fornecimento de energia fora dos parâmetros adequados exigidos pelas normas locais e internacionais.

De modo geral, as metodologias propostas apresentaram um melhor desempenho do que os demais métodos. Elas são imunes a chaveamentos de cargas, bancos de capacitores, geradores em paralelo e a curtos-circuitos monofásicos. Já para curtos-circuitos bifásicos e trifásicos, as metodologias falham em boa parte dos casos. Isto se deve a redução do coeficiente de potência sincronizante fazendo com que a frequência do gerador em curto-circuito se torne muito parecida de quando em ilhamento. No entanto, existem relatos que os curtos-circuitos bifásicos e trifásicos representam menos do que 10% do total das faltas. Apesar de menos tolerantes, os métodos MM, EFO e RP conseguem evitar vários desligamentos indevidos causados por curtos-circuitos trifásicos e bifásicos. Ao reduzir o número de operações indevidas os algoritmos propostos permitem a melhoria da confiabilidade do sistema uma vez que mantém o número de fontes conectadas ao sistema interligado. Além disso, a redução das operações indevidas também contribui com a manutenção da qualidade da energia uma vez que, por exemplo, colabora com a manutenção do nível da tensão.

As metodologias são passivas, elas não deterioram a qualidade da energia elétrica e não requerem a instalação de equipamentos adicionais como o caso das metodologias remotas, locais ativas e locais híbridas. Ao se comparar todos os métodos analisados percebe-se que a EFO (Estimação da Frequência de Oscilação), apresentou o melhor desempenho geral. Este método apresentou os menores tempos de detecção além de se igualar em termos de zonas de não detecção a MM e RP. Além disso, EFO é matematicamente simples, e não necessita de treinamento, o que são vantagens em relação à RP que facilitam a sua implementação na prática. Assim, o método EFO é a metodologia mais promissora para aplicações reais em detecção de ilhamento.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

A detecção de ilhamento em sistemas de distribuição com GD é ainda um problema não resolvido totalmente. Portanto, para a continuação deste trabalho sugere-se:

- Investigar o desempenho dos algoritmos e metodologias de ajuste para sistemas multi-máquinas;
- Investigar o bloqueio dos relés anti-ilhamento por componente DC;
- Testar os algoritmos com simulações em tempo real;
- Testar os algoritmos com sinais de oscilografia de geradores distribuídos;
- Aplicar a técnica de reconhecimento de padrão sobre a derivada da frequência;
- Buscar métodos para a estimação de senoides amortecidas, como por exemplo, filtro de Kalman;
- Aplicar a Análise Discriminante Linear sobre as harmônicas que compõem o sinais de frequência do gerador; e
- Buscar outros métodos de classificação para o processamento dos coeficientes obtidos através da decomposição em valores singulares da frequência da GD.

5.2 TRABALHOS PUBLICADOS NESTA ÁREA DE PESQUISA

5.2.1 Artigo em periódicos

- MARCHESAN, G. ; MURARO, M.R. ; CARDOSO, G. ; MARIOTTO, L. ; DA SILVA, C.D.L. . Method for distributed generation anti-islanding

protection based on singular value decomposition and linear discrimination analysis. **Electric Power Systems Research (Print)**, v. 130, p. 124-131, 2016.

- MARCHESAN, G.; MURARO, M. ; CARDOSO JUNIOR, G.; MARIOTTO, L.; DE MORAIS, A. Passive Method for Distributed Generation Island Detection Based on Oscillation Frequency. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. pp, p. 1-1, 2015.
- DOS SANTOS, E. M. ; NETO, J.P. JUCHEM ; MARCHESAN, G. ; CARDOSO, G. . Power system frequency estimation using morphological prediction of Clarke components. **Electric Power Systems Research**, v. 122, p. 208-217, 2015.
- MARCHESAN, G. ; SANTOS, E. M. ; CARDOSO, G.; GOMES, N. R. ; MARIOTTO, L. . Frequency Tracking Algorithms: A Contribution Considering Phase Unbalance, Step Variations, Noise, Harmonics, and Different Sampling Rates. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. -, p. -, 2013
-

5.2.2 Artigo em congressos

- MARCHESAN, G. ; MURARO, M. R. ; CARDOSO JUNIOR, G. ; CORTES, A. V. E. . **Islanding detection improvement in Distributed Generation by using of mathematical morphology for frequency oscillation characterization**. In: International Conference on Power Systems Transients, 2015, Cavtat. Proceedings of the IPST, 2015.
- MARCHESAN, G. ; OLIVEIRA, A.L. ; CARDOSO, G. ; MORAIS, A.P. ; MARIOTTO, L. . **An Adaptive Step-Size Least Mean Square Algorithm for Electric Power Systems Frequency Estimation in protective relays**. In: 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014), 2014, Copenhagen. 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014). p. 12.39
- KRAULICH, L. ; MARCHESAN, G. ; MARCHESAN, A. C. ; CARDOSO JUNIOR, G. ; MARIOTTO, L. . **Análise Comparativa do Desempenho de Algoritmos Rastreadores de Frequência Aplicados em Sistemas Elétricos**

de Potência. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2014, Foz do Iguaçu. Anais do SBSE 2014, 2014.

- MARCHESAN, G. ; CARDOSO JUNIOR, G. ; KRAULICH, L. ; SANTOS, E. M. ; SILVA, C. D. L. . **Análise Crítica do Desempenho de Algoritmos de Estimção De Frequência Fundamentados na Transformada Discreta de Fourier quando Aplicados em Sistemas Elétricos de Potência Elétrica.** In: X Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2013, Araxá, MG. Anais do X CBQEE, 2013.
- MARCHESAN, G. ; KRAULICH, L. ; CARDOSO JR., G. ; GOMES, N. R. ; SANTOS, E. M. ; OLIVEIRA, A. L. . **Análise crítica do desempenho de diversos algoritmos de estimação de frequência fundamentados na transformada discreta de Fourier.** In: XV Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ, 2013, Foz do Iguaçu - PR. Anais do XV ERIAC, 2013.

REFERÊNCIAS

- AES. **Conexão de Minigeração e Microgeração Distribuída**. Norma técnica, 1.0 ed. 2012.
- AGUIAR, C. R.; BASTOS, R. F.; GONÇALVES, A. F. Q.; et al. Frequency fuzzy anti-islanding for grid-connected and islanding operation in distributed generation systems. **IET Power Electronics**, v. 8, n. 7, p. 1255–1262, 2015. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-pel.2014.0624>>. .
- ALAM, M. R.; MUTTAQI, K.; BOUZERDOUM, A. An Approach for Assessing the Effectiveness of Multiple Features Based SVM Method for Islanding Detection of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 50, n. 4, p. 1, 2014.
- ALSHAREEF, S.; TALWAR, S. A New Approach Based on Wavelet Design and Machine Learning for Islanding Detection of Distributed Generation. **IEEE Transaction on Power Delivery**, v. 5, n. 4, p. 1575–1583, 2014.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2016.
- BAKSHI, M.; NOROOZIAN, R.; GHAREHPETIAN, G. B. Anti-Islanding Scheme for Synchronous DG Units Based on Tufts–Kumaresan Signal Estimation Method. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 4, p. 2185–2193, 2013.
- BENATO, R.; CALDON, R.; CESENA, F. Carrier Signal-Based Protection To Prevent Dispersed Generation. 17th International Conference on Electricity Distribution. **Anais... .** p.1–7, 2003. Barcelona.
- BEST, R. J.; MORROW, D. J.; LAVERTY, D. M.; MEMBER, S.; CROSSLEY, P. A. Synchrophasor Broadcast Over Internet Protocol for Distributed Generator Synchronization. **IEEE Transaction on Power Delivery**, v. 25, n. 4, p. 2835–2841, 2010.
- BIFARETTI, S.; LIDOZZI, A.; SOLERO, L.; CRESCIMBINI, F. Anti-islanding detector based on a robust PLL. **IEEE Transactions on Industrial Applications**, v. 51, n. 1, p. 398–405, 2015.
- BOWER, W.; ROPP, M. **Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems**. Relatório, Albuquerque, 2002.
- CEMAT. **Requisitos Para acesso e Conexão de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição da CEMAT - Rede de distribuição aérea – Conexão em baixa tensão**. Cuiabá, 2012.
- CEMIG. **Requisitos para a conexão de acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig–Conexão em Média Tensão**. Belo Horizonte, 2011.
- CENTRAL STATION ENGINEERS OF THE WESTINGHOUSE ELECTRIC. **Electrical Transmission and Distribution Reference**. 4^o ed. Pennsylvania, 1964.
- CHANG, W.-Y. C. W.-Y. A hybrid islanding detection method for distributed synchronous generators. The 2010 International Power Electronics Conference. **Anais... .** p.1326–1330, 2010.
- DECKER, I. C.; AGOSTINI, M. N.; SILVA, A. S.; DOTTA, D. Monitoring of a Large Scale Event in the Brazilian Power System by WAMS. IREP Symposium- Bulk Power System Dynamics and Control. **Anais... .** p.8, 2010. Buzios.

DEHGHANI, M.; SHAYANFARD, B.; KHAYATIAN, A. R. PMU ranking based on singular value decomposition of dynamic stability matrix. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2263–2270, 2013.

ETXEGARAI, A.; EGUÍA, P.; ZAMORA, I. Analysis of remote islanding detection methods for distributed resources. International Conference on Renewable Renewable Energies and Power Quality. **Anais...**, 2011. Las Palmas de Gran Canaria. Disponível em: <<http://www.icrepq.com/icrepq'11/580-etxegarai.pdf>>. .

FAQHRULDIN, O. N.; MEMBER, S.; EL-SAADANY, E. F.; et al. A Universal Islanding Detection Technique for Distributed Generation Using Pattern Recognition. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1985–1992, 2014.

FAZIO, A. R. DI; FUSCO, G.; RUSSO, M.; et al. A smart device for islanding detection in distribution system operation. **Electric Power Systems Research**, v. 120, p. 87–95, 2015. Elsevier B.V. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779614002995>>. .

FISHER, R. A. The use of multiple measurements in taxonomic problems. *Annals of Human Genetics*. **Anais...** p.179–188, 1936.

FREITAS, W.; XU, W.; AFFONSO, C. M.; HUANG, Z. Comparative analysis between ROCOF and vector surge relays for distributed generation applications. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 2, p. 1315–1324, 2005.

GUPTA, P.; BHATIA, R. S.; JAIN, D. K. Average Absolute Frequency Deviation Value Based Active Islanding Detection Technique. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 1, p. 26–35, 2015.

GUTIERRES, L. F. F.; MARCHESAN, G.; CARDOSO, G. Recloser-fuse coordination protection for distributed generation systems: methodology and priorities for optimal disconnections. 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014). **Anais...** p.12.68–12.68, 2014. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2014.0141>>. .

HASHEMI, F.; GHADIMI, N.; SOBHANI, B. Islanding detection for inverter-based DG coupled with using an adaptive neuro-fuzzy inference system. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 45, n. 1, p. 443–455, 2013. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.09.008>>. .

HONG, Y.; HUANG, W. Investigation of Frequency Drift Methods of Islanding Detection with Multiple PV Inverters. Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC), 2014 International. **Anais...** p.429 – 434, 2014.

HOSANI, M. AL; QU, Z.; ZEINELDIN, H. H.; MEMBER, S. A Transient Stiffness Measure for Islanding Detection of Multi-DG Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 2, p. 986–995, 2015.

IEEE. **IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems**. Relatório, 2007.

IEEE. **IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. 2009.

IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. **Power swing and out-of-step considerations on transmission lines**. 2005.

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, n. 2, p. 745–752, 2004.

KERSTING, W. H. RADIAL DISTRIBUTION TEST FEEDERS. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 3, 1991.

KHAMIS, A.; SHAREEF, H.; BIZKEVELCI, E.; KHATIB, T. A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 28, p. 483–493, 2013. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.025>>. .

KHODAPARASTAN, M.; VAHEDI, H.; KHAZAELI, F.; ORAEE, H. A Novel Hybrid Islanding Detection Method for Inverter-based DGs Using SFS and ROCOF. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2015.

KUTZ, J. N. **Data-Driven Modeling & Scientific Computation**. New York: Oxford University Press, 2013.

LAAKSONEN, H. Advanced Islanding Detection Functionality for Future Electricity Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 4, p. 2056–2064, 2013.

LAGHARI, J. A.; MOKHLIS, H.; KARIMI, M.; BAKAR, A. H. A.; MOHAMAD, H. An islanding detection strategy for distribution network connected with hybrid DG resources. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 662–676, 2015. Elsevier.

LAVERTY, D. M.; BEST, R. J.; MORROW, D. J. Loss-of-mains protection system by application of phasor measurement unit technology with experimentally assessed threshold settings. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. 2, p. 146–153, 2015.

LIDULA, N. W. A.; RAJAPAKSE, A. D. A Pattern Recognition Approach for Detecting Power Islands Using Transient Signals — Part I: Design and Implementation. **IEEE Transaction on Power Delivery**, v. 25, n. 4, p. 3070–3077, 2010.

LIDULA, N. W. A.; RAJAPAKSE, A. D. A pattern-recognition approach for detecting power islands using transient signals-Part II: Performance evaluation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 3, p. 1071–1080, 2012.

LIU, X.; LAVERTY, D. M.; BEST, R. J.; et al. Principal Component Analysis of Wide-Area Phasor Measurements for Islanding Detection — A Geometric View. **IEEE Transaction on Power Delivery**, v. 30, n. 2, p. 976 – 985, 2015.

MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. A hybrid islanding detection technique using average rate of voltage change and real power shift. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 2, p. 764–771, 2009.

MOGHADAM, M. A.; POURFALLAH, M.; LALILZADEH, S. A New Method Islanding Detection of Distributed Generation Systems via Wavelet Transform-based Approaches. 9th Power Systems Protection & Control Conference. **Anais...** . p.1–5, 2015. Tehran.

MOTTER, D.; VIEIRA, J. C. M.; COURRY, D. V. Development of frequency-based anti-islanding protection models for synchronous distributed generators suitable for real-time simulations. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, p. 708–718, 2015.

MURARO, M. R. **Uma proposta de interconexão de proteções para detecção de ilha em sistemas de geração distribuída**, 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria.

NAMDARI, F. A New Hybrid Islanding Detection Method Combination of NJSMS and Q-f for Islanding Detection of Microgrids. 9th Power Systems Protection & Control Conference. **Anais...** . p.6–11, 2015. Tehran, Iran.

- PAI, F. S.; HUANG, S. J. A detection algorithm for islanding-prevention of dispersed consumer-owned storage and generating units. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 16, n. 4, p. 346–351, 2001.
- PAPADIMITRIOU, C. N.; KLEFTAKIS, V. A.; HATZIARGYRIOU, N. D. A novel islanding detection method for microgrids based on variable impedance insertion. **Electric Power Systems Research**, v. 121, p. 58–66, 2015. Elsevier B.V.
- ROPP, M. E.; AAKER, K.; HAIGH, J.; SABBAAH, N. Using power line carrier communications to prevent islanding. Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference. **Anais...** p.1675–1678, 2000.
- ROSCOE, A. J.; BURT, G. M.; BRIGHT, C. G. Avoiding the non-detection zone of passive loss-of-mains (islanding) relays for synchronous generation by using low bandwidth control loops and controlled reactive power mismatches. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 2, p. 602–611, 2014.
- SALEH, S. A.; ALJANKAWAY, A. S.; MENG, R.; et al. Antiislanding protection based on signatures extracted from the instantaneous apparent power. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 29, n. 11, p. 5872–5891, 2014.
- SAMANTARAY, S. R.; EL-ARROUDI, K.; JOÓS, G.; KAMWA, I. A Fuzzy Rule-Based Approach for Islanding Detection in Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 3, p. 1427–1433, 2010.
- SCHWEITZER, E. O.; FINNEY, D.; MYNAM, M. V. Applying radio communication in distribution generation teleprotection schemes. **2012 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers**, p. 310–320, 2012.
- SORRENTINO, E.; CARVALHO, R. Performance of three algorithms for frequency measurement under transient conditions. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 10, p. 1191–1196, 2010. Elsevier B.V. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779610000672>>. Acesso em: 29/11/2012.
- TEDDE, M.; SMEDLEY, K. Anti-islanding for three-phase one-cycle control grid tied inverter. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 29, n. 7, p. 3330–3345, 2014.
- VAHEDI, H.; KARRARI, M.; GHAREHPETIAN, G. Accurate SFS Parameter Design Criterion for Inverter-Based Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8977, n. c, p. 1–1, 2015.
- VIEIRA, J. C. M. **Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti- Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**, 2006. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas.
- VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; XU, W.; MORELATO, A. An investigation on the nondetection zones of synchronous distributed generation anti-islanding protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 2, p. 593–600, 2008.
- WU, Q. H.; LU, Z.; JI, T. Y. **Protective Relaying of Power Systems Using Mathematical Morphology**. Springer-Verlag London, 2009.
- XU, W., MAUCH, K., AND MARTEL, S. **An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada**, Relatório, Ottawa, 2004.
- YADAV, A.; SRIVASTAVA, L. Optimal placement of distributed generation: An overview and key issues. **Power Signals Control and ...**, , n. January, p. 8–10, 2014. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6887517>. .
- YEAGER, K. E.; WILLIS, J. R. Modeling of emergency diesel generators in an 800

megawatt nuclear power plant. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 8, n. 3, p. 433–441, 1993.

YIN, J. Y. J.; CHANG, L. C. L.; DIDUCH, C. Recent developments in islanding detection for distributed power generation. Large Engineering Systems Conference on Power Engineering. **Anais...** . p.124–128, 2004.

ZEINELDIN, H. H.; ABDEL-GALIL, T.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A. Islanding detection of grid connected distributed generators using TLS-ESPRIT. **Electric Power Systems Research**, v. 77, p. 155–162, 2007.