



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Detecção de Ilhamento em Sistemas de Geração Distribuída Conectados à Rede de Distribuição

Arthur Silvestre Ribeiro

João Monlevade, MG
2018

Arthur Silvestre Ribeiro

**Deteccção de Ilhamento em Sistemas de
Geração Distribuída Conectados à Rede de
Distribuição**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.

Orientador: Prof. Dr. Renan Fernandes Bastos

**Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2018**

R484d Ribeiro, Arthur Silvestre.
Detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída conectados à rede de distribuição [manuscrito] / Arthur Silvestre Ribeiro. - 2018.

54f.: il.: color; grafs; tabs.

Orientador: Prof. Dr. Renan Fernandes Bastos.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia elétrica. 3. Geração distribuída de energia elétrica. I. Bastos, Renan Fernandes. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.31



ATA DE DEFESA

Aos 18 dias do mês de Dezembro de 2018, às 9 horas, no bloco B deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo (a) formando (a) Arthur Silvestre Ribeiro, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Renan Fernandes Bastos, Gabriel A. Fogli e Igor Dias Neto

O (a) candidato (a) apresentou a monografia intitulada: Detecção de Ilhamento em Redes de Geração Distribuída. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela APROVAÇÃO do (a) candidato(a), com a nota média 8,5, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo (a) formando(a).

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
Renan Fernandes Bastos	8,5
Gabriel A. Fogli	8,5
Igor Dias Neto	8,5
Média	8,5

João Monlevade, 18 de Dezembro de 2018 .

Renan F. Bastos

Professor(a) Orientador(a)

Arthur Silvestre Ribeiro

Aluno(a)

[Assinatura]

Professor(a) Convidado(a)

Professor(a) Coorientador(a)

Gabriel Augusto Fogli

Professor(a) Convidado(a)

Agradecimentos

A Deus, primeiramente, por nunca me abandonar nos momentos de angústia e por sempre responder as minhas preces. Aos meus pais Sonia e Rubens todo o carinho e cuidado. Ao meu irmão André pela lealdade e confiança. A Laura pelo companheirismo e por nunca me deixar desistir dos meus sonhos. As minhas avós Isailda e Iris por todo amor e torcida, aos meus avôs João e Pedro (*In memoriam*) pelos ensinamentos. Ao meu anjo da guarda, vovô Bolão, por sempre estar ao meu lado.

Aos meus irmãos de caminhada Fausto e Thiago pela convivência e todos os momentos de risada e descontração. Aos amigos do 13.1, da República Amsterdã e da República Boca de Balde por todas as horas de estudo, conselhos, festas e alegrias.

Ao meu orientador Renan por toda paciência nas explicações e por me proporcionar tanto conhecimento.

Por fim, agradeço todos os amigos e familiares que de alguma forma torceram e lutaram para que este sonho se tornasse realidade.

"Se cheguei até aqui foi porque me apoiei nos ombros de gigantes."

– Isaac Newton

Resumo

Devido ao aumento do uso das fontes de energia renováveis, a Geração Distribuída (GD) tem assumido um papel importante nos sistemas de distribuição. Anomalias na condição de operação podem fazer com que os sistemas de GD sejam desconectados do sistema principal e permaneçam conectados a apenas uma parte menor do sistema, alimentando somente as cargas locais. A este fenômeno é dado o nome de ilhamento não intencional. Este trabalho aborda o estudo e implementação de técnicas para detecção da condição de ilhamento em ambiente simulado. Na literatura são encontradas dois tipos de técnicas para este tipo de aplicação. Os métodos de detecção utilizados são embasados nas técnicas ativas e passivas, as quais identificam a condição de ilhamento através do ajuste dos limites de variação das variáveis no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). No entanto, a detecção por meio do uso de técnicas passivas pode apresentar falhas em determinadas situações como em casos de baixo desbalanço de potência, o que pode ser corrigido com o uso de técnicas ativas. Os resultados de simulação são apresentados a fim de validar o funcionamento da detecção através dos métodos de Sub/Sobrefrequência, Sub/Sobretensão, *Sandia Frequency Shift*, *General Electric Frequency Scheme*, bem como, enfatizar os cenários críticos onde os métodos não são capazes de detectar a contingência além de realizar a comparação entre as técnicas utilizadas.

Palavras-chave: Detecção de Ilhamento, Geração Distribuída, Técnicas Passivas, Técnicas Ativas.

Abstract

Due to the increased use of renewable energy sources, Distributed Generation (GD) has assumed an important role in distribution systems. Anomalies in the operating condition can cause the GD systems to be disconnected from the main system and remain connected to only a minor part of the system, feeding only the local loads. This phenomenon is called unintentional islanding. This work deals with the study and implementation of techniques to detect the islanding condition in a simulated environment. In the literature two types of techniques are found for this type of application. The detection methods used are based on the active and passive techniques, which identify the islanding condition by adjusting the limits of variation of the variables in the Common Coupling Point (CCP). However, the detection through the use of passive techniques can present failures in certain situations as in cases of low power unbalance, which can be corrected with the use of active techniques. The simulation results are presented in order to validate the operation of the detection through the methods of Sub/Overfrequency, Sub/Overvoltage, *Sandia Frequency Shift*, *General Electric Frequency Scheme* as well as to emphasize the critical scenarios where the methods are not able to detect the contingency in addition to comparing the techniques used.

Keywords: Islanding Detection, Distributed Generation, Passive Techniques, Active Techniques

Lista de ilustrações

Figura 1 – Número de conexões de GD acumuladas no Brasil.	1
Figura 2 – Configuração do sistema de GD.	4
Figura 3 – Algoritmo PLL Monofásico.	6
Figura 4 – Ortogonalidade entre ângulo sintetizado e ângulo da rede.	6
Figura 5 – Gerador de senoides trifásico baseado em PLL monofásico.	7
Figura 6 – Diagrama de blocos simplificado PLL.	7
Figura 7 – Diagrama do controle em corrente para o modo de operação conectado.	8
Figura 8 – Controle em corrente para o sistema em modo conectado.	9
Figura 9 – Exemplificação de um ilhamento em sistemas de GD.	11
Figura 10 – Método de Detecção Sandia Frequency Shift - SFS.	15
Figura 11 – Método de Detecção General Electric Frequency Scheme - GEFS	16
Figura 12 – Algoritmo de Sincronização Simulado.	18
Figura 13 – Controle de Corrente no ponto de acoplamento.	20
Figura 14 – Controle de Corrente no ponto de acoplamento após sincronização.	20
Figura 15 – Fluxograma do Algoritmo de Detecção.	21
Figura 16 – Abertura da Chave de Ilhamento no instante de tempo 2,0s.	22
Figura 17 – Tensão da Rede de Distribuição.	23
Figura 18 – Cenário de Subtensão na Detecção de Ilhamento (01).	23
Figura 19 – Cenário de Subtensão na Detecção de Ilhamento (02).	24
Figura 20 – Cenário de Sobretensão na Detecção de Ilhamento.	25
Figura 21 – Cenário de Sobretensão na Detecção de Ilhamento (02).	26
Figura 22 – Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento.	27
Figura 23 – Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento (Ampliado).	28
Figura 24 – Cenário de Subfrequência na Detecção de Ilhamento.	29
Figura 25 – Cenário de Sobrefrequência na Detecção de Ilhamento.	30
Figura 26 – Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento.	31
Figura 27 – SANDIA - Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento (01).	32
Figura 28 – SANDIA - Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento (02).	32
Figura 29 – GEFS - Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento (01).	34
Figura 30 – GEFS - Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento (02).	34
Figura 31 – Comparação Técnicas Ativas x Técnica Passiva (01).	36
Figura 32 – Comparação Técnicas Ativas x Técnica Passiva (02).	36

Lista de tabelas

- Tabela 1 – Resumo dos Métodos de Detecção Passivos e seus respectivos tempos. . 35
- Tabela 2 – Resumo dos Métodos de Detecção Passivos e Ativos nos cenários críticos. 35

Lista de abreviaturas e siglas

ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
GD	Geração Distribuída
GEFS	<i>General Electric Frequency Scheme</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PI	Proporcional Integral
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SFS	<i>Sandia Frequency Shift</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
ZND	Zona de Não Detecção

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Considerações Gerais	1
1.2	Objetivos do Trabalho	3
1.3	Organização do Texto	3
2	ESTRATÉGIAS DE CONTROLE	4
2.1	Sistema de Geração Distribuída Utilizado em Simulação	4
2.2	Algoritmo de Sincronização	5
2.2.1	Análise em Frequência Algoritmo PLL	7
2.3	Modo Conectado	8
2.3.1	Análise em Frequência Modo Conectado	9
2.4	Considerações Finais	10
3	DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS DE GERAÇÃO DIS- TRIBUÍDA	11
3.1	Considerações Gerais	11
3.2	Impactos da não detecção de ilhamentos	12
3.3	Técnicas locais passivas	12
3.3.1	Sub/Sobfrequência	13
3.3.2	Sub/Sobretensão	13
3.4	Técnicas locais ativas	14
3.4.1	<i>Sandia Frequency Shift - SFS</i>	14
3.4.2	<i>General Electric Frequency Scheme - GEFS</i>	15
3.5	Recomendações Técnicas	17
3.6	Considerações finais	17
4	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	18
4.1	Considerações Iniciais	18
4.2	Simulação PLL	18
4.3	Simulação Controle de Corrente - Modo Conectado	19
4.4	Ilhamentos	21
4.4.1	Sub/Sobretensão	21
4.4.1.1	SubTensão	22
4.4.1.2	SobreTensão	25
4.4.1.3	Cenário Crítico	26
4.4.2	Sub/Sobfrequência	28

4.4.2.1	SubFrequência	28
4.4.2.2	Sobrefrequência	29
4.4.2.3	Cenário Crítico	30
4.4.3	Sandia Frequency Shift - SFS	31
4.4.4	General Electric Frequency Scheme - GEFS	33
4.5	Comparação entre os métodos de detecção	35
4.6	Considerações Finais	37
5	CONCLUSÃO	38
5.1	Trabalhos Futuros	38
	REFERÊNCIAS	39

1 Introdução

1.1 Considerações Gerais

A necessidade de se produzir energia sem degradar o meio ambiente aliado ao aumento da confiabilidade do sistema são fatores que impulsionam a utilização de gerações de pequeno e médio porte conectadas aos sistemas de distribuição em todo o mundo (ENGINEERS; JENKINS, 2000). O uso dos sistemas de geração distribuída é benéfico tanto para as concessionárias de energia quanto para os consumidores finais pois além de melhorar a confiabilidade do sistema, também melhora a qualidade da energia e é economicamente vantajoso (LAGHARI et al., 2015).

A partir da resolução normativa RN 482/2012 da ANEEL (ANEEL, 2012), revisada pela RN 687/2015 (ANEEL, 2015), a qual permite o consumidor gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis, houve um aumento significativo de pontos de geração distribuída no país conforme observado na Figura 1. De acordo com projeções da ANEEL o número de unidades consumidoras até 2024 terá um crescimento expressivo. O crescimento esperado é de mais de 7800% em 8 anos ou mais de 900% ao ano (ANEEL, 2017).



Figura 1 – Número de conexões de GD acumuladas no Brasil.

Fonte: ANEEL 2017 – Compilado para ABGD.

Para que os sistemas de geração distribuída possam contribuir para melhorar o desempenho da operação dos sistemas de energia elétrica torna-se necessária a determinação de requisitos mínimos de controle e proteção desse tipo de geração definidos pelas concessionárias e os órgãos de regulamentação. Um dos pré requisitos para a conexão de sistemas de GD em redes de distribuição se deve a capacidade do sistema em identificar caso haja a perda da conexão dos geradores distribuídos com a concessionária, havendo um desligamento automático dos mesmos dentro de um tempo pré determinado. Este evento têm o nome de ilhamento não intencional e deve ser detectado de forma a evitar o surgimento de ilhas energizadas causando a deterioração da qualidade de energia, risco de vida as equipes de manutenção, bem como problemas na proteção do sistema ilhado (JR, 2011).

Após a ocorrência do ilhamento os parâmetros no ponto de conexão entre GD e rede de distribuição, como tensão e frequência, variam dependendo da potência ativa e reativa consumidas pela carga local. Os métodos de detecção anti-ilhamento são responsáveis por, através da variação destes parâmetros, serem capazes de detectar o problema e desconectar o sistema de GD. Existem inúmeros métodos de detecção e estes estão dispostos em dois modos: os passivos e os ativos.

Os métodos ativos são projetados para instabilizar o sistema de geração distribuída no momento em que há a detecção do ilhamento (WALLING; MILLER, 2002). A principal vantagem na utilização destes métodos está ligada a sua pequena região de não detecção quando comparada aos métodos passivos. Em contrapartida estes métodos injetam distúrbios constantes no sistema degradando a qualidade de energia (ESTÉBANEZ et al., 2011).

Os métodos passivos monitoram continuamente parâmetros como frequência e tensão ajustando o algoritmo de detecção para operar baseado em limites de variação (WALLING; MILLER, 2002). Os métodos passivos são caracterizados pelo seu baixo custo e sua fácil implementação porém devido a suas características intrínsecas possuem regiões/zonas em que os métodos preventivos de ilhamento não são capazes de detectar a contingência, comumente chamadas de zonas de não detecção (ESTÉBANEZ et al., 2011). Tanto os métodos passivos quanto os ativos serão objeto de estudo neste trabalho.

1.2 Objetivos do Trabalho

Este trabalho tem como objetivo geral abordar a detecção de ilhamento não intencional em sistemas elétricos com geração distribuída através da análise de grandezas elétricas no ponto de acoplamento comum.

Os objetivos específicos são listados abaixo:

- Análise do Algoritmo de Sincronização entre GD e Rede de Distribuição;
- Análise da estrutura de controle para o sistema de GD no modo de operação conectado;
- Examinar os efeitos do ilhamento sobre as variáveis frequência e tensão na carga ilhada;
- Realizar a detecção do ilhamento obedecendo as normas técnicas;
- Comparação entre as técnicas ativas e passivas nas regiões críticas de detecção.

1.3 Organização do Texto

O Capítulo 2 apresenta detalhadamente a estratégia de controle adotada para o modo conectado além do seu equacionamento. Neste capítulo também é apresentado o algoritmo de sincronização entre rede de distribuição e geração distribuída.

O Capítulo 3 apresenta uma análise geral sobre a detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída. São apresentados os impactos da não detecção além de normas técnicas e os métodos utilizados neste trabalho.

O Capítulo 4 é responsável por trazer os resultados de simulação e a discussão dos mesmos sobre possíveis eventos de ilhamento.

Por fim no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões assim como sugestões de trabalhos futuros.

2 Estratégias de Controle

Neste capítulo são apresentadas a configuração do sistema de geração distribuída utilizado nas simulações além da estrutura de controle utilizada no modo conectado e o algoritmo de sincronização responsável pela conexão entre GD e a rede de distribuição da concessionária.

2.1 Sistema de Geração Distribuída Utilizado em Simulação

O sistema de geração distribuída utilizado em simulação é composto por um conversor trifásico SPWM operando com frequência de 12 kHz e tensão nominal de fase de 127 V nos terminais de saída.

Ao analisar fenômenos do tipo ilhamento uma chave lógica comandada pela técnica de detecção é inserida na estrutura de controle da GD com o objetivo de desconectar o sistema quando é detectado um evento.

Para validação da estrutura de controle utilizada é utilizado um caso onde o fluxo de potência entre a GD e a rede de distribuição em simulação é aproximadamente zero como sugerido nas recomendações técnicas: IEEE 1547, IEEE 929 e IEC 62116 (IEEE, 2000; IEEE, 2009; IEC, 2012).

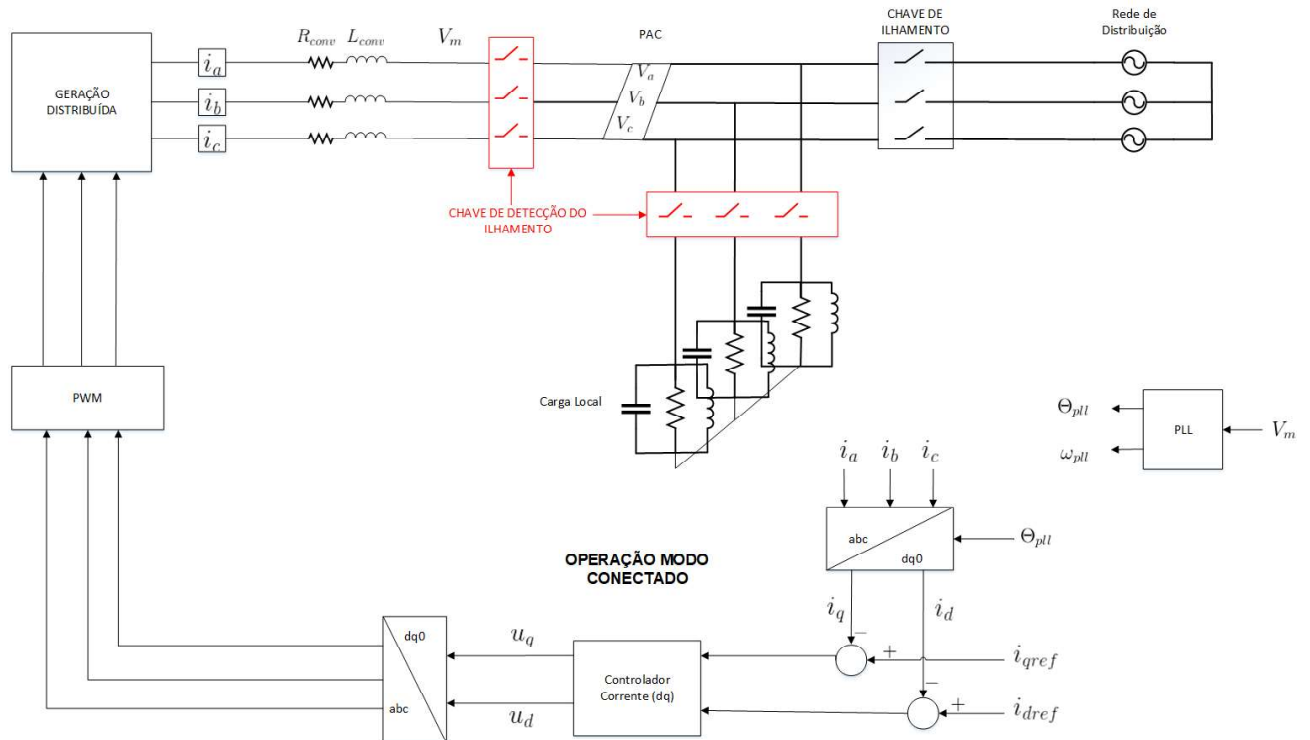


Figura 2 – Configuração do sistema de GD.

O teste com fluxo de potência próximo de zero entre a GD e a rede de distribuição é de extrema importância para validação das técnicas uma vez que este cenário apresenta-se como um dos cenários de maior dificuldade para detecção dos eventos de ilhamento. Neste cenário a potência consumida ou fornecida pela rede às cargas locais é aproximadamente zero, sendo assim o alimentador principal apenas impõe o nível de tensão e frequência mas não fornece potência alguma. Logo, caso o sistema seja ilhado a perturbação medida pela GD é nula o que dificulta a detecção do ilhamento.

A Figura 2 ilustra a GD e a rede de distribuição com seu modo de controle na operação conectada além da chave que altera o funcionamento da GD.

2.2 Algoritmo de Sincronização

Para efetuar a operação conectado à rede se faz necessário a utilização de um algoritmo de sincronização para que seja possível a conexão entre o sistema de GD e a rede de distribuição da concessionária. A sincronização é feita utilizando o algoritmo de detecção de fase em malha fechada (PLL).

O algoritmo PLL tem como principal característica realizar a sintetização a partir de suas variáveis internas (ω, Θ) uma senoide de amplitude unitária, a qual em condições de regime permanente deve ser ortogonal em relação à componente fundamental da tensão medida (V_m). (MARAFÃO, 2004; PADUA et al., 2007)

Satisfazendo a condição de ortogonalidade, o valor médio do produto escalar entre a tensão medida V_m e a senoide gerada digitalmente devem convergir a um valor nulo. O sinal angular Θ_{pll} , responsável por definir o argumento utilizado para sintetizar a senoide unitária $u \perp$ é obtido com a integração da variável de saída do controlador PI, sendo esta a frequência do algoritmo (ω_{pll}) em rad/s (MARAFÃO, 2004; PADUA et al., 2007). O algoritmo descrito pode ser observado na Figura 3.

No modelo apresentado na Figura 3, enquanto o algoritmo PLL faz a sintetização da senoide unitária para satisfazer a condição de ortogonalidade com a tensão v_m amostrada a partir da rede de distribuição, o controlador PI atua convertendo o erro do produto escalar (dp_{erro}) em um sinal de correção de frequência (Δw) possibilitando a identificação e sincronização com a frequência do sinal de entrada. A saída do controlador PI somada à frequência fundamental da rede ($w_{rede} = 377 \text{ rad/s}$) resulta em uma frequência angular (ω_{pll}) que é utilizada como método de alimentação direta (*feedforward*) com o intuito de dar maior velocidade ao algoritmo de sincronização. A frequência ω_{pll} é integrada de forma a se obter a função $\Theta_{pll} = \omega_{pll}.t$ do sinal ortogonal sintetizado (MARAFÃO, 2004; PADUA et al., 2007; AGUIAR, 2013).

Com o PLL sintonizado através do argumento ($\Theta_{pll} = \omega_{pll}.t$) o mesmo é atrasado em 90° ($\frac{\pi}{2}$) em relação ao ângulo de fase da tensão medida satisfazendo o sincronismo com

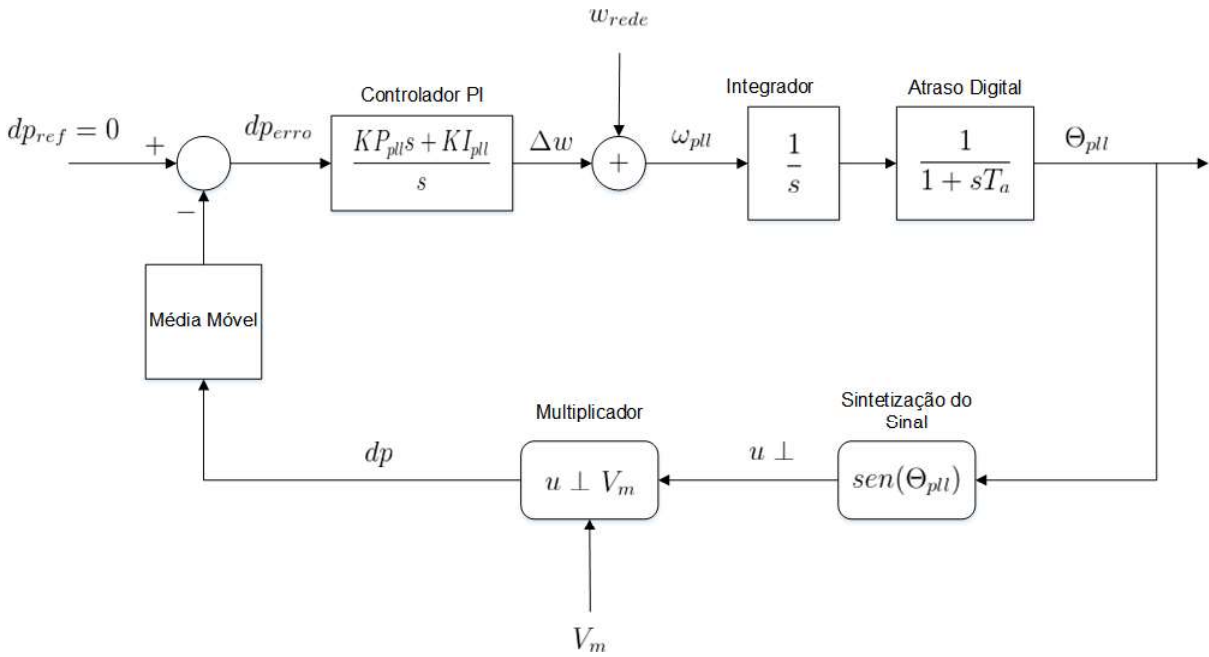


Figura 3 – Algoritmo PLL Monofásico.

a rede (Figura 4). O ângulo da tensão medida v_m é obtido segundo a equação:

$$\Phi_m = \theta_{pll} + \frac{\pi}{2} \tag{2.1}$$



Figura 4 – Ortogonalidade entre ângulo sintetizado e ângulo da rede.

Ao considerar um sistema puramente digital se faz necessário a adição do atraso associado à discretização ($\frac{1}{1+sT_a}$) conforme ilustrado na Figura 3.

A estrutura monofásica ilustrada na Figura 3 para o algoritmo PLL monofásico pode ser utilizada em aplicações trifásicas sendo perfeitamente capaz de fornecer a frequência de interesse (w_{pll}). Segundo (MARAFÃO, 2004) as estruturas monofásica e trifásica do algoritmo apresentam as mesmas funções de transferência em malha aberta e fechada. Na Figura 5 é ilustrado um modelo de sincronização trifásico baseado no ângulo de sincronismo monofásico onde os sinais u'_a, u'_b, u'_c são os sinais de sincronismo das três fases.

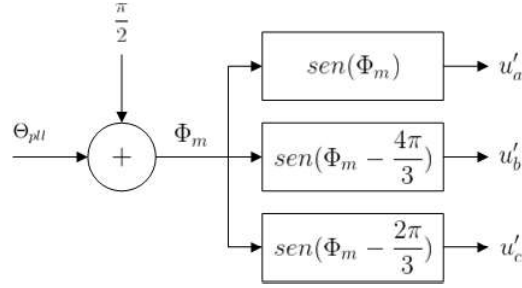


Figura 5 – Gerador de senóides trifásico baseado em PLL monofásico.

2.2.1 Análise em Frequência Algoritmo PLL

Considerando-se uma alta frequência de amostragem a função não linear de realimentação mostrada na Figura 3 pode ser simplificada para a estrutura linear da Figura 6 simplificando assim o diagrama de blocos do PLL. Como consequência das altas frequências de amostragem a função que representa o atraso digital pode ser desconsiderada reduzindo o sistema à forma canônica de segunda ordem (2.2) sem que haja influências na controlabilidade do sistema (MARAFÃO, 2004).

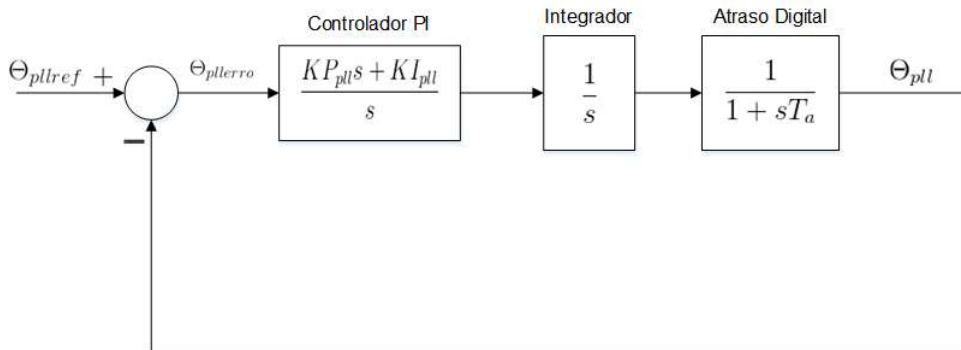


Figura 6 – Diagrama de blocos simplificado PLL.

$$H_{pll} = \frac{2\zeta w_n s + w_n^2}{s^2 + 2\zeta w_n s + w_n^2} = \frac{KP_{pll}s + KI_{pll}}{s^2 + KP_{pll}s + KI_{pll}} \quad (2.2)$$

Analisando a forma canônica de segunda ordem (2.2) os ganhos do controlador PI podem ser ajustados como:

$$KP_{pll} = 2\zeta w_n \quad KI_{pll} = w_n^2 \quad (2.3)$$

Onde w_n é a frequência de interesse da malha fechada e ζ é o fator de amortecimento do controlador que varia de 0,5 a 1.

Em aplicações onde a detecção do ilhamento é feita associada a variáveis internas do PLL $(\theta_{pll}, \omega_{pll})$ se torna importante que o algoritmo possua uma rápida resposta dinâmica pois quanto maior a velocidade da resposta menor será o tempo de detecção da técnica (AGUIAR, 2013).

2.3 Modo Conectado

No modo de operação conectado a rede o controlador é projetado de forma com que a potência/corrente do sistema de GD no ponto de acoplamento comum (PAC) seja constante (AGUIAR, 2013). O diagrama do controle para o sistema de GD conectado à rede de distribuição da concessionária pode ser visto na Figura 7.

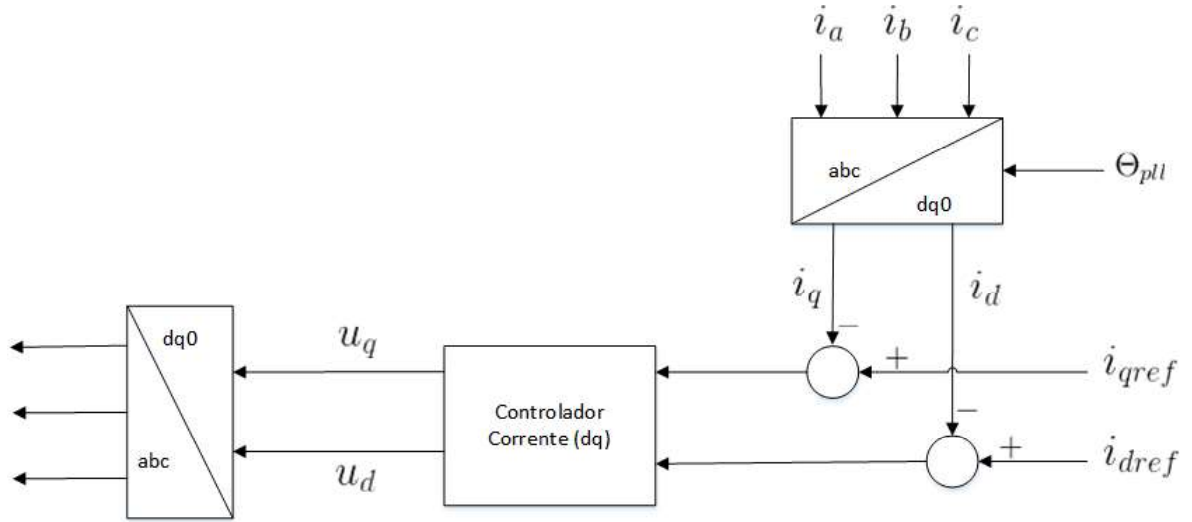


Figura 7 – Diagrama do controle em corrente para o modo de operação conectado.

Analisando o diagrama de controle do modo conectado é possível relacionar as variáveis i_a, i_b e i_c como sendo as correntes de saída do conversor de potência e as variáveis i_d e i_q são as correntes descritas no eixo girante dq obtidas através da Transformação de Park (2.4).

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} -\cos(\Theta) & -\cos(\Theta + \frac{2\pi}{3}) & -\cos(\Theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\Theta) & \sin(\Theta + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\Theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

É importante salientar que o algoritmo de sincronização PLL é utilizado para determinar a frequência e o ângulo de referência no PAC através de seus argumentos internos ($\theta_{pll}, \omega_{pll}$) (MARAFÃO, 2004; AGUIAR, 2013).

As correntes de saída providas da Transformação de Park (i_d e i_q) são comparadas com as correntes de referência i_{dref} e i_{qref} gerando um erro de corrente no qual é regulado por um controlador do tipo PI responsável por fornecer os índices de modulação ao conversor.

Os sinais resultantes do controlador PI (u_q e u_d) contidos no eixo girante são transformados em coordenadas abc pela Transformada inversa de Park e são utilizados para comandar o conversor trifásico (BALAGUER et al., 2011).

2.3.1 Análise em Frequência Modo Conectado

O controle da operação no modo conectado tem sua representação em blocos evidenciado na Figura 8. O bloco $\frac{1}{sL_{conv}}$ é a função de transferência tensão-corrente do filtro de saída que está conectado aos terminais do inversor. A aproximação através desta função de transferência se faz válida desde que a impedância da carga seja muito menor do que a impedância do filtro de saída e que a frequência de amostragem (12 kHz) seja elevada em comparação a frequência fundamental do sinal ao qual se deseja sintetizar (60 Hz). (MACHADO et al., 2005).

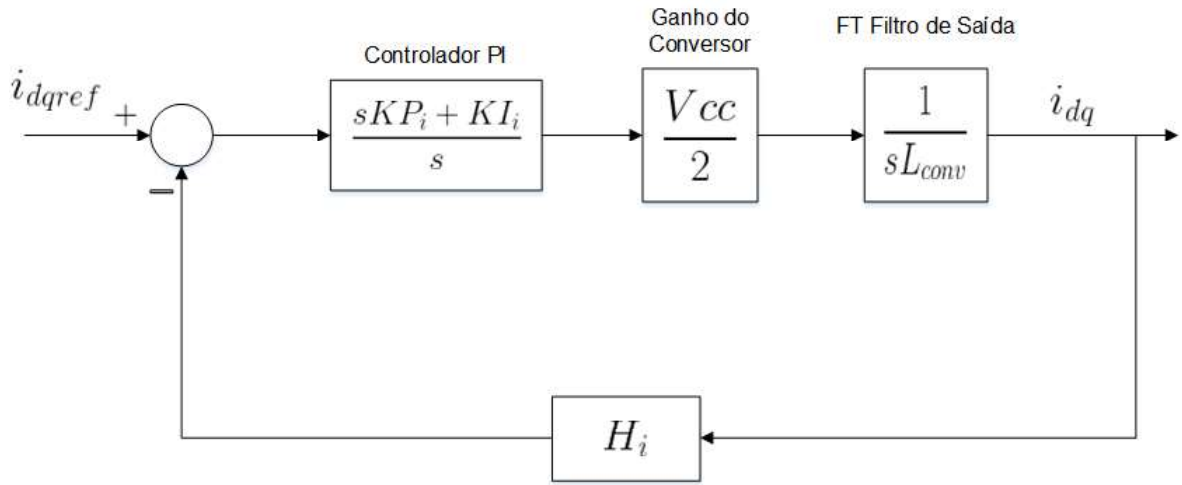


Figura 8 – Controle em corrente para o sistema em modo conectado.

O bloco H_i representa o ganho do sensor de corrente e bloco representando o ganho do conversor é dado pela metade da tensão do barramento CC (MACHADO et al., 2005; MACHADO; BUSO; POMILIO, 2006).

Para a obtenção dos ganhos do controlador PI são necessárias as definições da margem de fase (mfi), a frequência de corte em malha fechada (F_{CL}) e o ganho em malha aberta da malha em corrente (G_{OL}) (MACHADO et al., 2005).

$$G_{OL} = \frac{VCC}{2} H_i \frac{1}{L_{conv}} \quad (2.5)$$

Os ganhos proporcional (KP_i) e integral (KI_i) do controlador são definidos conforme as equações (MACHADO; BUSO; POMILIO, 2006):

$$KP_i \frac{G_{OL}}{w_{CL}} = 1 \quad \text{logo} \quad KP_i = \frac{2\pi F_{CL}}{G_{OL}} \quad (2.6)$$

$$KI_i = KP_i \frac{w_{CL}}{\tan(mfi)} \quad \text{logo} \quad KI_i = KP_i \frac{2\pi F_{CL}}{\tan(mfi)} \quad (2.7)$$

2.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram demonstrados os modos de operação da GD além do algoritmo de sincronização e seu funcionamento. Foi utilizada uma estrutura monofásica para o algoritmo de sincronização generalizado à uma aplicação trifásica neste trabalho.

3 Detecção de Ilhamento em Sistemas de Geração Distribuída

3.1 Considerações Gerais

É caracterizado como ilhamento o processo onde um sistema elétrico de potência é dividido em dois ou mais segmentos e cada um destes tem sua própria geração. A condição de ilhamento pode ocorrer por uma ação emergencial resultante de proteção automática ou controle, ou como resultado de erro humano (PHOTOVOLTAICS; STORAGE, 2007).

Em sistemas de GD o ilhamento é caracterizado quando o sistema de GD continua a entregar potência à rede de distribuição mesmo quando o fluxo de potência da rede principal é interrompido, logo, uma parte da rede continua a ser energizada não mais pelo alimentador principal e sim pelo próprio sistema de GD como caracterizado de forma simplificada na Figura 9.

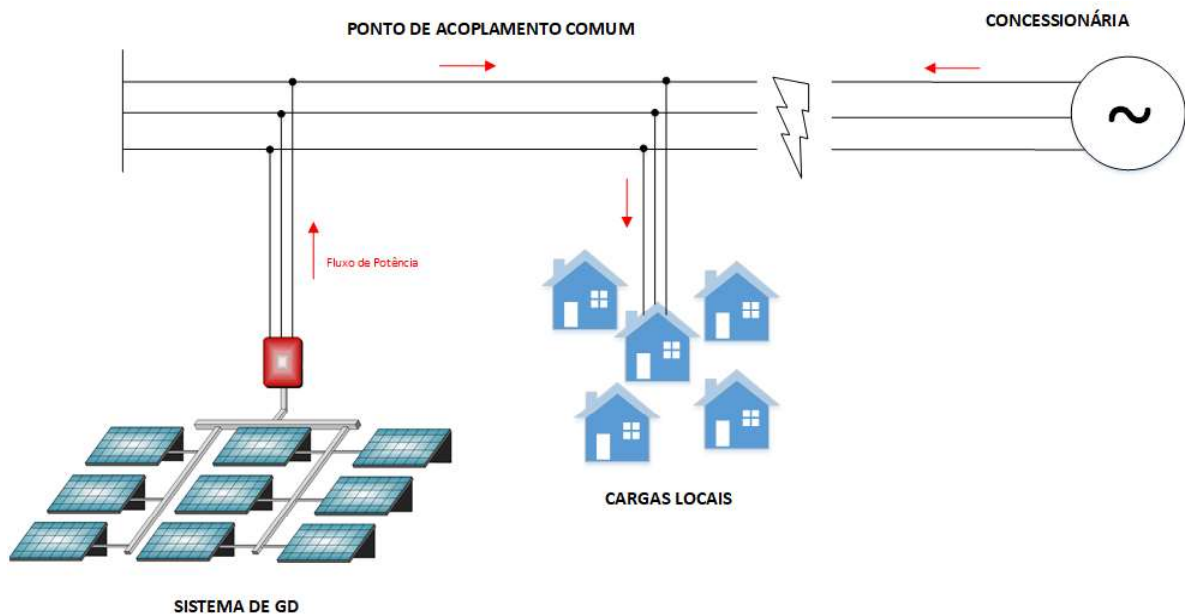


Figura 9 – Exemplificação de um ilhamento em sistemas de GD.

Neste capítulo serão apresentados os impactos da não detecção de ilhamento em sistemas de distribuição. Em seguida será feita uma breve revisão bibliográfica sobre os métodos utilizados para detecção dos eventos. Por fim serão discutidas as medidas requisitadas pelas normas técnicas e concessionárias para acesso à rede a fim de evitar o fenômeno de ilhamento.

3.2 Impactos da não detecção de ilhamentos

A ocorrência do ilhamento pode levar a uma série de problemas tanto no aspecto de segurança quanto no aspecto comercial e técnico dos sistemas elétricos. Alguns dos problemas mais importantes são apresentados a seguir:

- Risco de morte dos técnicos da concessionária envolvidos na operação e manutenção dos sistemas elétricos. Após desconectado o fluxo de potência na rede principal da concessionária parte da rede elétrica permanece energizada sem o conhecimento da mesma. Desta forma torna-se essencial que os sistemas de detecção sejam confiáveis de forma a evitar uma situação de risco à vida (WALLING; MILLER, 2002);
- A qualidade de energia fornecida aos consumidores é de responsabilidade legal da concessionária. Em uma situação de ilhamento a concessionária não tem controle da tensão e frequência dentro do sistema ilhado uma vez que muitas GDs não são de propriedade da mesma. O não controle destes parâmetros acarreta em problemas sérios aos equipamentos pertencentes as ilhas (WALLING; MILLER, 2002);
- O ilhamento não intencional pode causar problemas nos dispositivos de proteção do sistema, tais como, a perda de coordenação. Este fato ocorre devido a redução drástica das correntes de curto-circuito após o ilhamento (JR, 2011);
- Em uma tentativa de religamento onde o sistema ilhado e o sistema elétrico principal estejam fora de sincronismo podem surgir sobretensões transitórias danificando tanto os geradores distribuídos quanto outros equipamentos elétricos conectados na rede ilhada (JR, 2011).

3.3 Técnicas locais passivas

Os métodos passivos utilizados na detecção de ilhamento são baseados na verificação e análise de parâmetros no ponto de acoplamento comum (PAC). Os parâmetros analisados são grandezas elétricas como tensão, corrente, frequência entre outros. Através do ajuste dos limites de variação destes parâmetros é possível identificar quando a GD está conectada à rede de distribuição. Ao contrário das técnicas ativas, esse tipo de detecção não causa nenhuma perturbação ao sistema, logo, não deteriora a qualidade da energia elétrica do sistema de distribuição.

Em contrapartida, os métodos de detecção passiva podem sofrer com disparo indesejável durante eventos que não são ilhamento tais como curto-circuito e chaveamento de grandes blocos de carga. Além do disparo indesejável vale salientar o surgimento das zonas de não detecção (ZND) nas quais o método é incapaz de distinguir se o sistema encontra-se ilhado ou não (YU; MATSUI; YU, 2010).

É comum o surgimento de uma zona de não detecção quando o fluxo de potência gerado pelo sistema de GD é igual ou próximo do fluxo de potência consumido pela carga. Quando há uma ocorrência deste tipo o sistema ilhado é capaz de fornecer continuamente potência à carga não alterando significativamente os parâmetros no ponto de acoplamento comum, sendo assim, um cenário de difícil detecção (YU; MATSUI; YU, 2010).

3.3.1 Sub/Sobfrequência

A proteção por sub/sobrefrequência é uma das proteções anti-ilhamento mais utilizada. No modo de operação conectado da GD com a rede de distribuição a frequência é controlada pelo alimentador principal. Variações em cargas locais não geram alterações perceptíveis na frequência devido ao alto momento de inércia do sistema interligado (MARCHESAN et al., 2016).

Quando é detectado um ilhamento a desconexão entre sistema de GD e rede de distribuição gera uma variação de potência na carga local. Uma vez que os geradores distribuídos não são capazes de compensar esta variação ocorre uma alteração na frequência das cargas (MARCHESAN et al., 2016).

Analisando a alteração de frequência na carga local é possível a detecção do ilhamento. Os limites superior e inferior são ajustados conforme os valores 58,5 e 61,5 Hz respectivamente (VIEIRA et al., 2008; IEC, 2012)

3.3.2 Sub/Sobretensão

Diferentemente da variação de frequência ligada à perdas ativas, a variação na tensão está fortemente associada a variações de potência reativa. Em um evento ilhado onde ocorre perda de conexão entre o sistema de GD e a rede de distribuição o fluxo de potência reativa é interrompido impactando assim nos níveis de tensão (MARCHESAN et al., 2016).

A análise por sub/sobretensão assim como a técnica de sub/sobrefrequência atua com base em limites superior e inferior, sendo estes determinados respectivamente por 88% e 110% em relação ao valor da tensão nominal (127V RMS) (ESTÉBANEZ et al., 2011; ZEINELDIN; KIRTLEY, 2009).

É comum as proteções de sub/sobretensão e sub/sobrefrequência serem utilizadas em conjunto a fim de diminuir a zona de não detecção (ZND) dos métodos anti-ilhamento baseados em técnicas passivas.

3.4 Técnicas locais ativas

As técnicas ativas de detecção são baseadas na desestabilização do sistema de geração distribuída no momento em que a condição de ilhamento se torna presente. Inicialmente os métodos ativos forçam o sistema a uma condição de instabilidade que é estabilizada pela conexão com o sistema principal (MARCHESAN et al., 2016). Quando ocorre a perda de conexão entre a concessionária e a GD este sistema se torna instável devido a perda dos parâmetros de geração distribuída (tensão, frequência) impostos pela concessionária.

A principal vantagem da utilização destes métodos está associado a sua pequena ZND quando comparados aos métodos passivos (AGUIAR, 2013) porém causam a deterioração da qualidade da energia elétrica, estando associados a geradores que utilizam inversores para a conexão com a rede elétrica (MARCHESAN et al., 2016) (ESTÉBANEZ et al., 2011).

3.4.1 Sandia Frequency Shift - SFS

Um dos métodos utilizados neste trabalho foi criado pelo *Sandia National Laboratories*, EUA, e é comumente conhecido por *Sandia Frequency Shift (SFS)*. A técnica SFS é caracterizada por utilizar o desvio de frequência entre o valor medido no PAC (w_{pll}) e o valor nominal da rede (w_0) gerando um sinal de realimentação positiva θ_f (AGUIAR, 2013). O sinal de saída da técnica é representado pela equação (3.1):

$$\theta_f = \frac{\pi}{2}(cf_0 + k_{SFS}(w_0 - w_{pll})) \quad (3.1)$$

Onde k_{SFS} é o ganho da realimentação positiva e a variável cf_0 é a fração inicial de recortamento dada pela equação (3.2) onde t_z é a banda morta na qual o sinal permanece em zero e T_0 é o período do sinal.

$$cf_0 = \frac{2t_z}{T_0} \quad (3.2)$$

Quando o sistema de geração distribuída se encontra acoplado a rede em seu funcionamento normal a perturbação na corrente observada na Figura 10 através da realimentação θ_f não será responsável por levar o sistema a instabilidade uma vez que não haverá diferença entre as frequências de referência e medidas. Quando ocorre o ilhamento o sinal θ_f começa a aumentar, dependendo do parâmetro de ganho k_{SFS} escolhido, fazendo com que haja perturbação na corrente e conseqüentemente que a frequência varie de forma significativa sendo possível a detecção do ilhamento.

Segundo (REIS et al., 2015) um bom valor para cf_0 é de 1.025, valor este que será adotado neste trabalho.

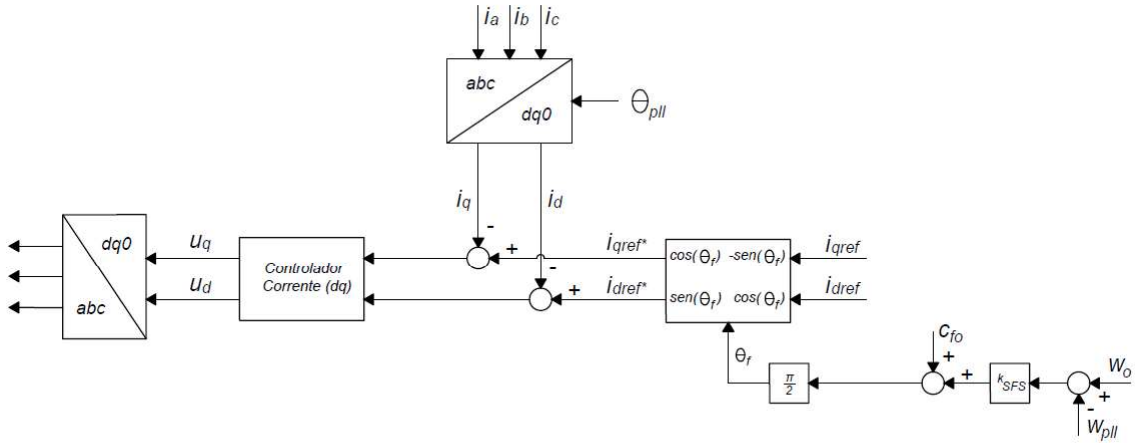


Figura 10 – Método de Detecção Sandia Frequency Shift - SFS.

3.4.2 General Electric Frequency Scheme - GEFS

O método ativo *General Electric Frequency Scheme (GEFS)* foi desenvolvido pela *General Electric*, EUA, e é caracterizado pela detecção de variações de frequência no valor medido no PAC (w_{pll}) e assim gerar um sinal de saída Δ_{i_q} responsável por alterar a corrente de referência no eixo de quadratura i_q do controlador de corrente (AGUIAR, 2013) como observado na Figura 11

Como pode ser observado na Figura 11 esta técnica consiste em um filtro passa bandas *BPF*, um ganho proporcional k_{GEFS} e um saturador. A função de transferência deste método é dada pela equação (3.3) onde T_w é a frequência superior e T_0 é a frequência inferior do filtro passa bandas.

$$H_{GEFS}(s) = k_{GEFS} \frac{sT_w}{(1 + sT_w)(1 + sT_0)} \quad (3.3)$$

Neste trabalho a banda de passagem do filtro *BPF* será entre 5 – 10Hz a fim de caracterizar um sinal mais adequação para detecção do ilhamento (AGUIAR, 2013). A função de transferência do método é dada por (3.4).

$$H_{GEFS}(s) = k_{GEFS} \frac{10s}{(1 + 10s)(1 + 5s)} \rightarrow \frac{15s}{s^2 + 15s + 50} \quad (3.4)$$

Para que seja possível a implementação da função de transferência contínua descrita na equação (3.4) por meio de microcontroladores, se faz necessária a discretização da mesma em torno do período de amostragem adotado neste trabalho ($12kHz$). A discretização utilizando um segurador de ordem zero (ZHOU; DOYLE, 1998) resulta na função de transferência discreta dada pela equação (3.5):

$$HD_{GEFS}(z) = \frac{0.001249z - 0.001249}{z^2 - 1.999z + 0.9988} \quad (3.5)$$

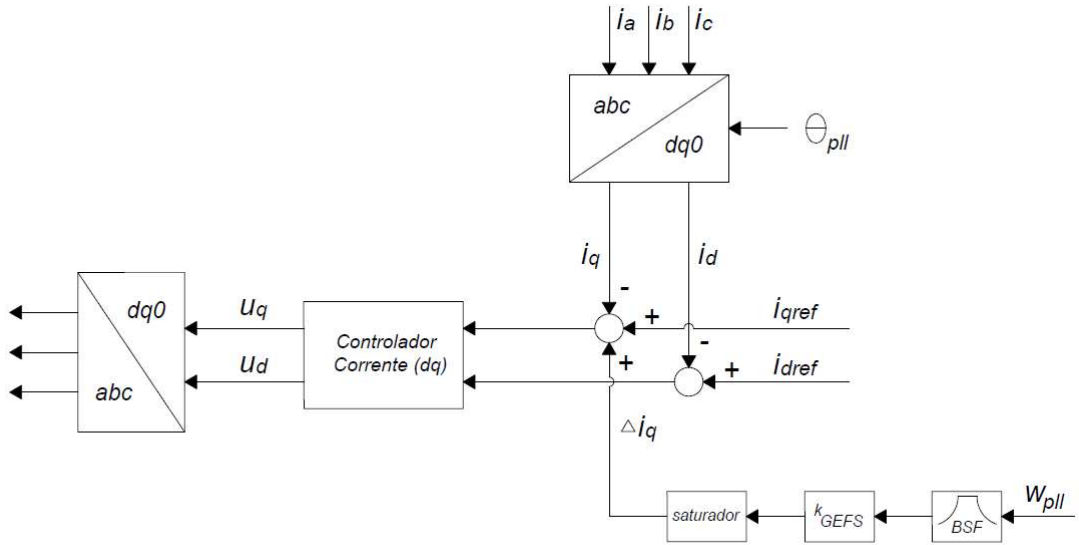


Figura 11 – Método de Detecção General Electric Frequency Scheme - GEFS

Manipulações matemáticas se fazem necessárias para tornar esta função útil para implementação. Logo, multiplicando tanto o numerador quanto denominador por z^{-2} :

$$HD_{GEFS}(z) = \frac{Y(z)}{X(z)} = \frac{0.001249z^{-1} - 0.001249z^{-2}}{1 - 1.999z^{-1} + 0.9988z^{-2}} \quad (3.6)$$

Visando a implementação em um bloco de controle discreto se torna necessário a construção da equação de diferenças. Um dos métodos de transformar a função de transferência discreta (3.6) para a representação em equações de diferenças é utilizando a Transformada Z inversa. A transformada Z é comumente utilizada no projeto de filtros e sistemas de controle digitais (OPPENHEIM, 1999). Aplicando a Transformada Z inversa na equação (3.6) (OPPENHEIM, 1999):

$$y[n] = 1.999y[n - 1] - 0.9988y[n - 2] + 0.001249x[n - 1] - 0.001249x[n - 2] \quad (3.7)$$

A equação de diferenças (3.7) será utilizada para implementação no controlador assumindo as condições iniciais nulas.

3.5 Recomendações Técnicas

Ao realizar qualquer operação que envolva conexão ou desconexão com a rede de alimentação principal se fazem necessárias adoção de normas específicas. As normas técnicas obedecidas para este trabalho foram:

- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) em seu módulo 3. Fica estabelecido a partir desta norma que a detecção de ilhamento torna-se requisito mínimo para a conexão das gerações distribuídas ao sistema de distribuição (ANEEL, 2016).
- Recomendação técnica IEEE 1547 (IEEE, 2009) na qual estabelece o tempo máximo de desligamento da GD em $2s$ para detecção de um ilhamento não intencional com fator de qualidade Q_f igual a 1.
- Recomendação técnica IEC 62116 (IEC, 2012) na qual são estabelecidos parâmetros de teste afim de validar a detecção do ilhamento evidenciando a zona de não detecção.

3.6 Considerações finais

Neste capítulo foram descritas as técnicas passivas e ativas de detecção de ilhamento utilizadas em simulação neste trabalho. Pode-se observar que os esquemas de proteção anti-ilhamento apresentados são esquemas atrativos pelo baixo custo e fácil instalação porém os ajustes de sensibilidade devem ser feitos cuidadosamente para minimizar ocorrência de ações indevidas além da redução da zona de não detecção.

4 Simulações e Resultados

4.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo serão evidenciados todos os resultados de simulação referenciando tanto as técnicas de controle utilizadas (PLL e Modo Conectado) quanto os mecanismos de detecção de ilhamento (Sub/Sobrefrequência, Sub/Sobretensão, SFS, GEFS). Os resultados serão discutidos avaliando os pontos positivos e negativos de cada técnica além da ilustração das zonas de não detecção e a comparação entre as técnicas passivas e ativas.

4.2 Simulação PLL

Os parâmetros para construção do algoritmo de sincronização foram:

w_n	25 rad/s
ζ	0,707
KP_{pll} segundo (2.3)	35, 35
KI_{pll} segundo (2.3)	625, 0

O algoritmo simulado apresenta um tempo de sincronização de aproximadamente 0,6s que pode ser evidenciado pela Figura 12.

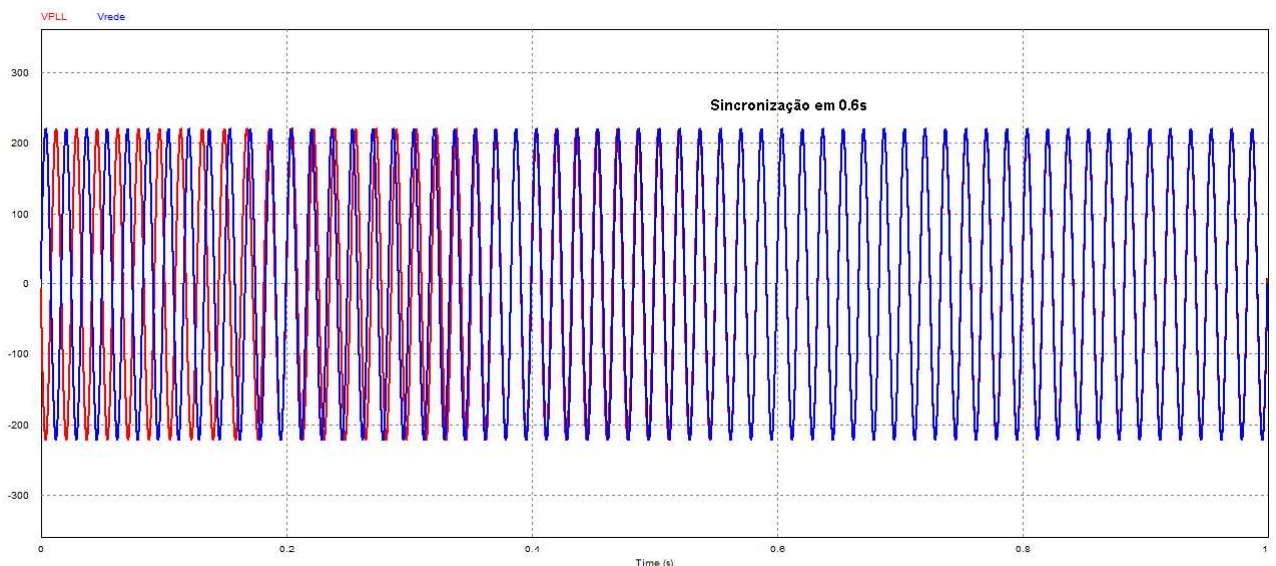


Figura 12 – Algoritmo de Sincronização Simulado.

4.3 Simulação Controle de Corrente - Modo Conectado

Os parâmetros para construção do controlador de corrente no modo conectado foram:

VCC	400V
H_i	1
L_{conv} segundo (2.3)	2mH
G_{OL} segundo (2.3)	100000
F_{CL}	1200 Hz
mfi	70°
KP_i segundo (2.6)	0,0754
KI_i segundo (2.7)	206,9131
i_{qref}	0 A
i_{dref}	20 A

Os inversores são dispositivos elétricos capazes de converter um sinal elétrico em corrente contínua (CC) em alternada (CA). Estes dispositivos devem ser capazes de fornecer tensão (ou corrente) alternada, com frequência, forma e amplitude definidas por algum sistema de controle (POMILIO; PAREDES; DECKMANN, 2013), que no caso deste trabalho será o PLL.

Para que o conversor CC-CA entregue potência elétrica à rede de distribuição em corrente alternada, a forma de onda da corrente resultante deverá possuir a mínima distorção em relação a referência da concessionária. Dado este fato, o controle de corrente se torna tão importante para o funcionamento do sistema de geração distribuída.

A componente id está associada a potência ativa enquanto a componente iq associada à potência reativa. Para uma referência de i_{dref} de 20 A e i_{qref} de 0 A é verificado o controle a partir do momento em que há a sincronização do sistema de GD com a rede da concessionária em 0,6s como observado nas Figuras 13 e 14.

Analisando as Figuras 13 e 14 constata-se que antes da sincronização em 0,6s a corrente injetada no ponto de acoplamento comum apresenta uma baixa amplitude sendo caracterizada como um ruído. A partir do momento em que há a sincronização do sistema de GD com a concessionária a corrente no ponto de acoplamento comum é controlada no valor de referência i_{dref} com amplitude de aproximadamente 20 A.

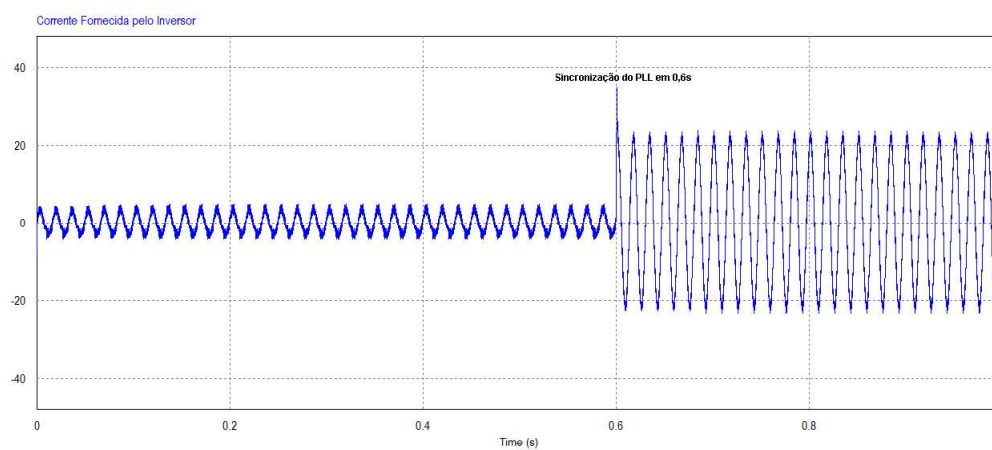


Figura 13 – Controle de Corrente no ponto de acoplamento.

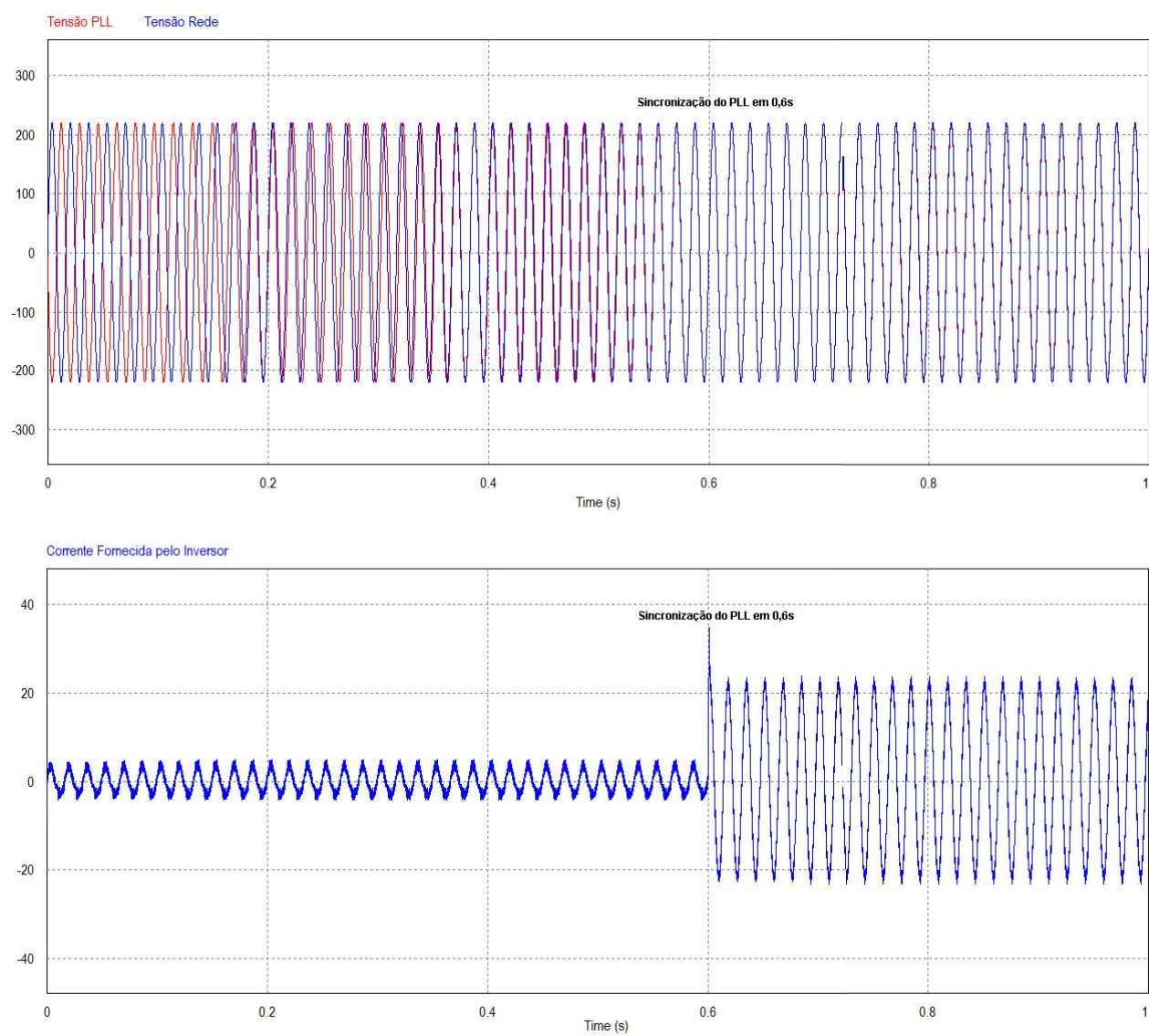


Figura 14 – Controle de Corrente no ponto de acoplamento após sincronização.

4.4 Ilhamentos

Para realização deste trabalho foram empregadas duas técnicas passivas (Sub/Sobrefrequência, Sub/Sobretensão) baseadas tanto na variação de frequência quanto na variação de tensão e duas técnicas ativas (SFS, GEFS) baseadas na variação de frequência.

O algoritmo utilizado para detecção do ilhamento é baseado na análise contínua dos limites superior e inferior da tensão eficaz (RMS) e frequência na carga local. Ao detectar uma sub/sobretensão ou sub/sobrefrequência o detector envia um sinal de desligamento para as chaves do sistema de geração distribuída (Figura 2) protegendo o ponto de acoplamento comum e conseqüentemente as cargas locais. O funcionamento detalhado do algoritmo de detecção é evidenciado na Figura 15 apresentada a seguir:

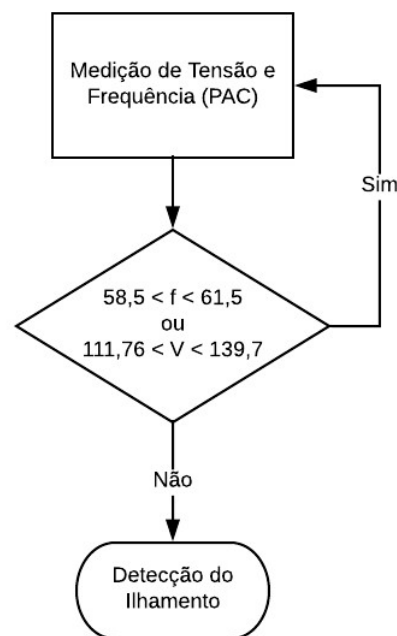


Figura 15 – Fluxograma do Algoritmo de Detecção.

4.4.1 Sub/Sobretensão

Para realização das simulações de sub/sobretensão foi utilizado como parâmetro uma tensão eficaz (RMS) de 127 V. Os limites utilizados para detecção variam de 88% a 110% (ESTÉBANEZ et al., 2011) da tensão eficaz ocasionando nos seguintes valores:

$$Limite_{superior} = 1,1 * 127 = 139,7V \quad (4.1)$$

$$Limite_{inferior} = 0,88 * 127 = 111,76V \quad (4.2)$$

Para validação das estruturas de detecção foram simulados tanto um cenário de subtensão quanto um cenário de sobretensão além de um cenário factível ilustrando a zona de não detecção do método utilizado. Através dos gráficos obtidos por meio de simulação é possível ver o comportamento do sistema ao se detectar uma contingência do tipo ilhamento.

4.4.1.1 SubTensão

Para realização do cenário de detecção por Subtensão foram utilizados os seguintes valores para as cargas RLC trifásicas (Cargas Locais) conectadas paralelamente ao PAC (Figura 9):

Resistor	5Ω
Indutor	50mH
Capacitor	468uF

No instante de tempo 2,0s é simulado um ilhamento trifásico ao se desconectar a rede de distribuição do ponto de acoplamento comum através da abertura da chave de ilhamento (Figuras 16 e 17). Com o objetivo de proteção do ponto de acoplamento comum e das cargas locais o sistema de geração distribuída é imediatamente desconectado após a constatação da contingência pelo algoritmo de detecção.

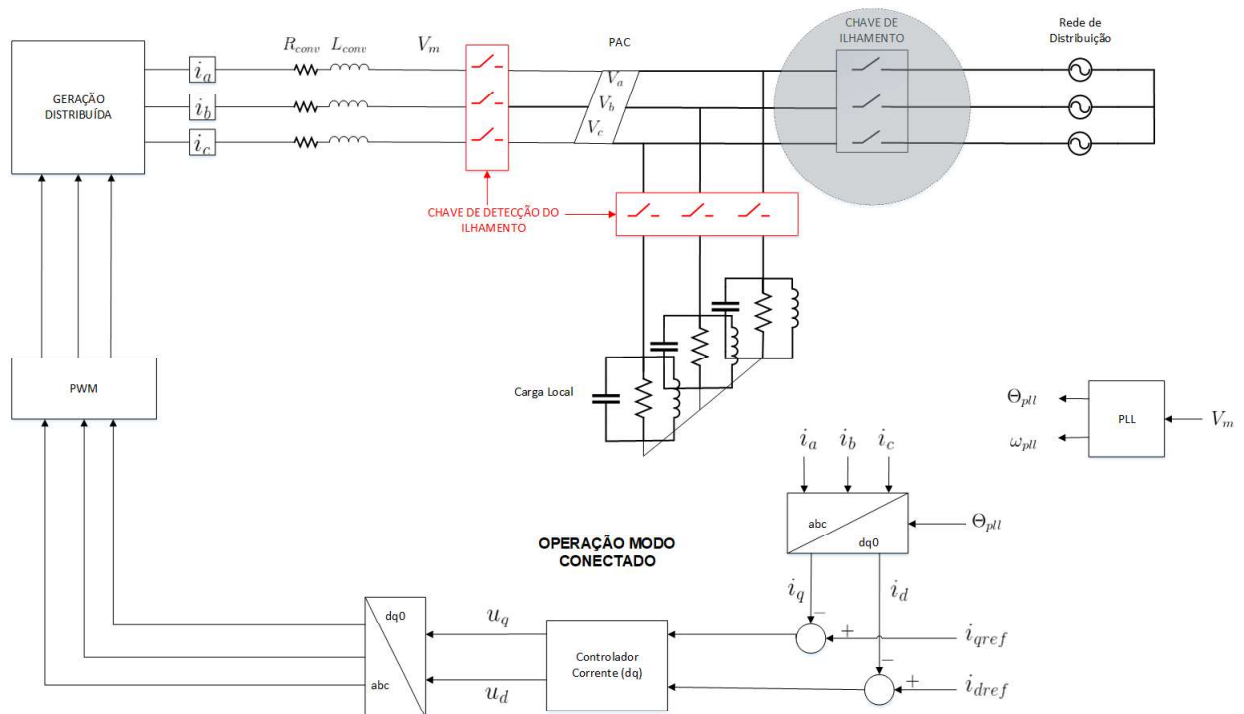


Figura 16 – Abertura da Chave de Ilhamento no instante de tempo 2,0s.

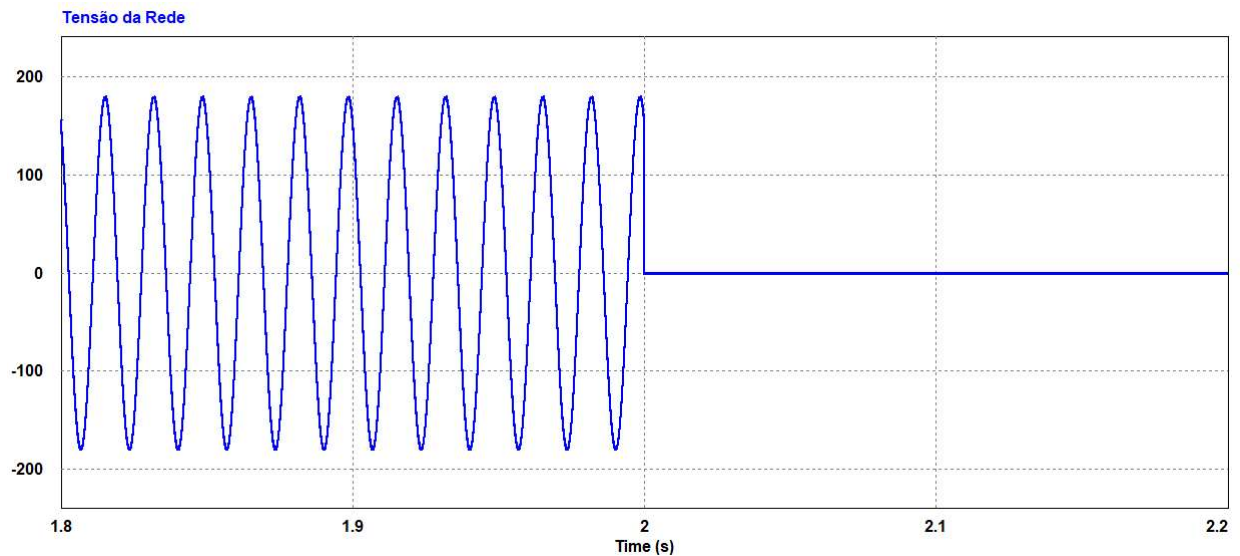


Figura 17 – Tensão da Rede de Distribuição.

Analisando a Figura 17 constata-se que com a abertura da chave de ilhamento trifásico em 2,0s a contribuição proveniente da rede de distribuição no ponto de acoplamento comum é nula.

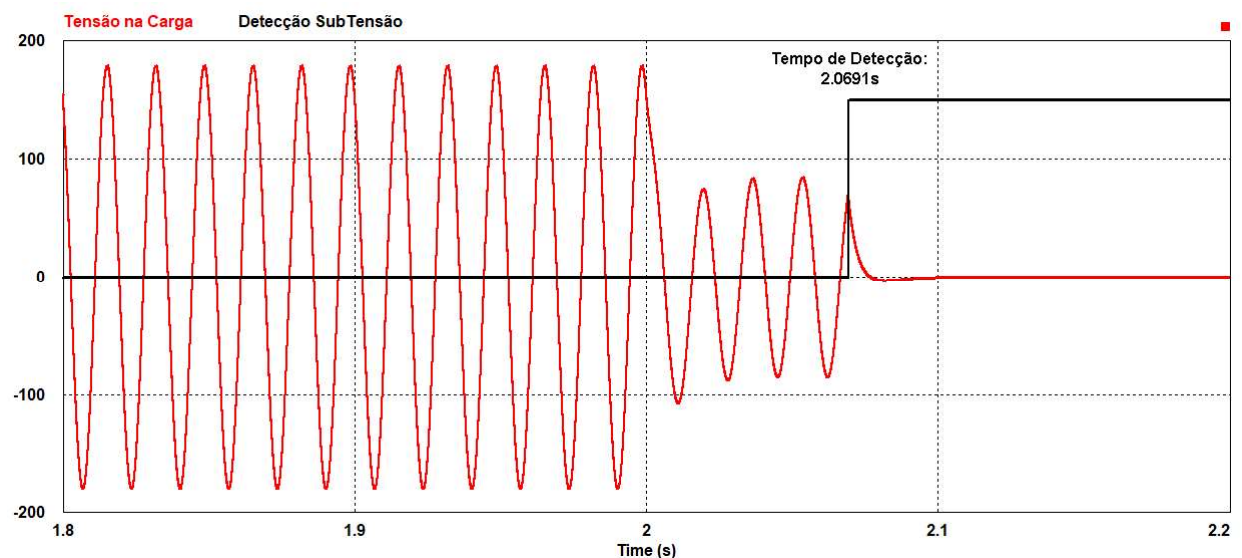


Figura 18 – Cenário de Subtensão na Detecção de Ilhamento (01).

Uma vez em que há o ilhamento a partir da desconexão da rede de distribuição, o ponto de acoplamento comum é alimentado somente pelo sistema de geração distribuída não possuindo referências de tensão nem frequência por meio da concessionária.

Analisando a Figura 18 é possível perceber que há uma subtensão nas cargas locais após o ilhamento. A subtensão neste caso ocorre uma vez que o sistema de geração distribuída não é capaz de alimentar as cargas locais no regime de plena carga. O sistema opera ilhado do momento da desconexão em 2,0s até o instante em que o algoritmo detecta

e faz a abertura das chaves de detecção de ilhamento (Figura 16) no instante de tempo 2,0691s. Detectado o ilhamento através do algoritmo de detecção (Figura 15) as chaves são abertas e o ponto de acoplamento comum bem como as cargas locais são desenergizados como ilustrado nas Figuras 18 e 19 a partir de 2,0691s.

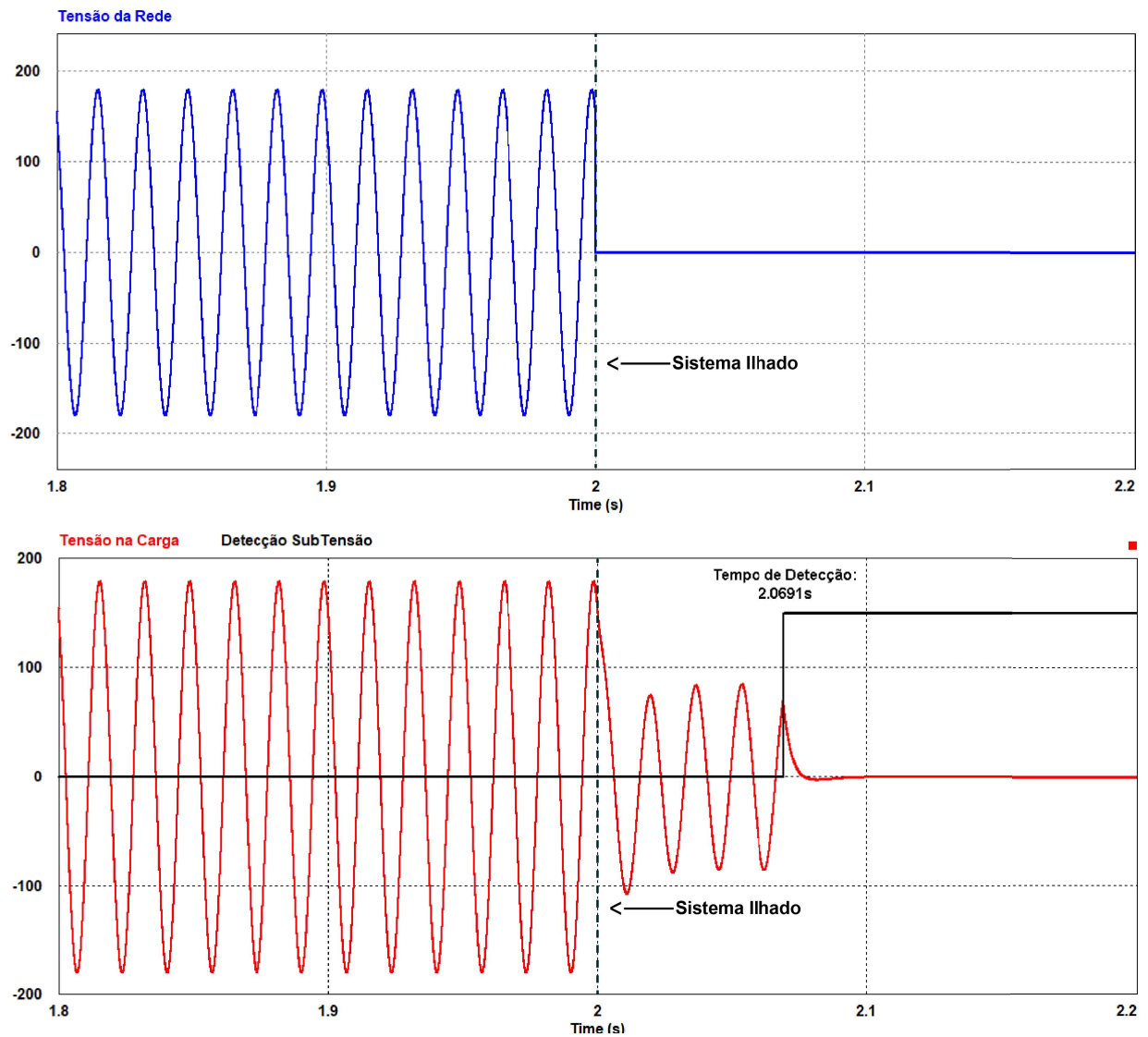


Figura 19 – Cenário de Subtensão na Detecção de Ilhamento (02).

4.4.1.2 SobreTensão

Para realização do cenário de SobreTensão foram utilizados os seguintes valores para as cargas RLC (Cargas Locais) conectadas paralelamente ao PAC (Figura 9):

Resistor	50 Ω
Indutor	50mH
Capacitor	468 μ F

Assim como no cenário de SubTensão, no instante de tempo 2,0s é simulado um ilhamento ao se desconectar a rede de distribuição do ponto de acoplamento comum (Figura 17).

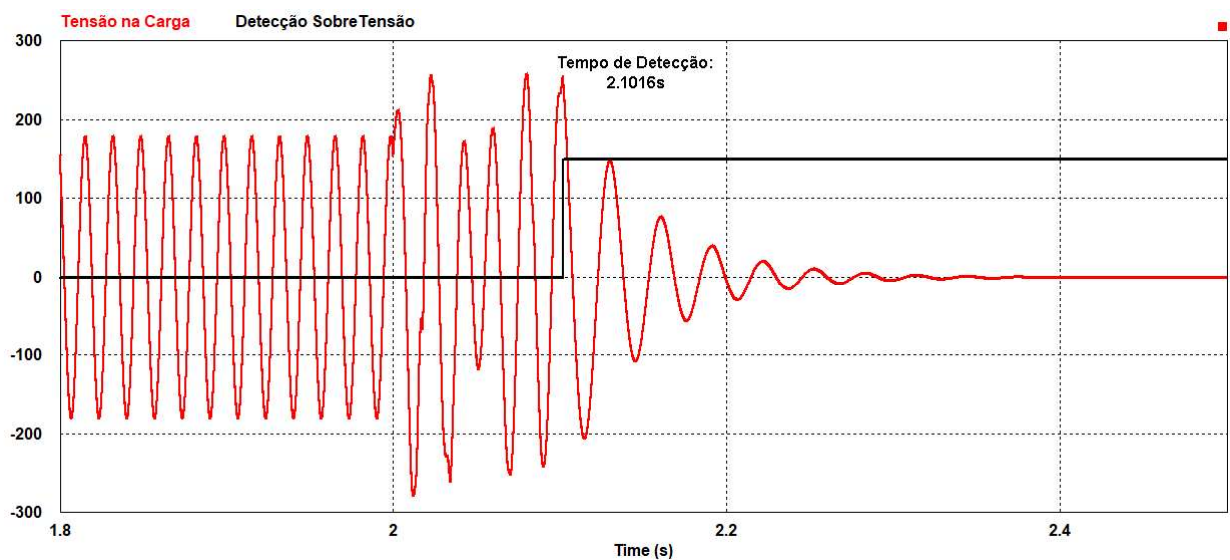


Figura 20 – Cenário de SobreTensão na Detecção de Ilhamento.

Analisando a Figura 20 é possível perceber que há uma sobre-tensão nas cargas locais após o ilhamento. A sobre-tensão neste caso é ocasionada pela saturação do inversor trifásico utilizado. O sistema opera ilhado do momento da desconexão em 2,0s até o instante em que o algoritmo realiza a detecção do ilhamento e faz a abertura das chaves em 2,1016s, similar ao método utilizado no cenário de subtensão. Detectado o ilhamento através do algoritmo de detecção (Figura 15) as chaves são abertas e o ponto de acoplamento comum bem como as cargas locais são desenergizados como ilustrado nas Figuras 20 e 21 a partir de 2,1016s.

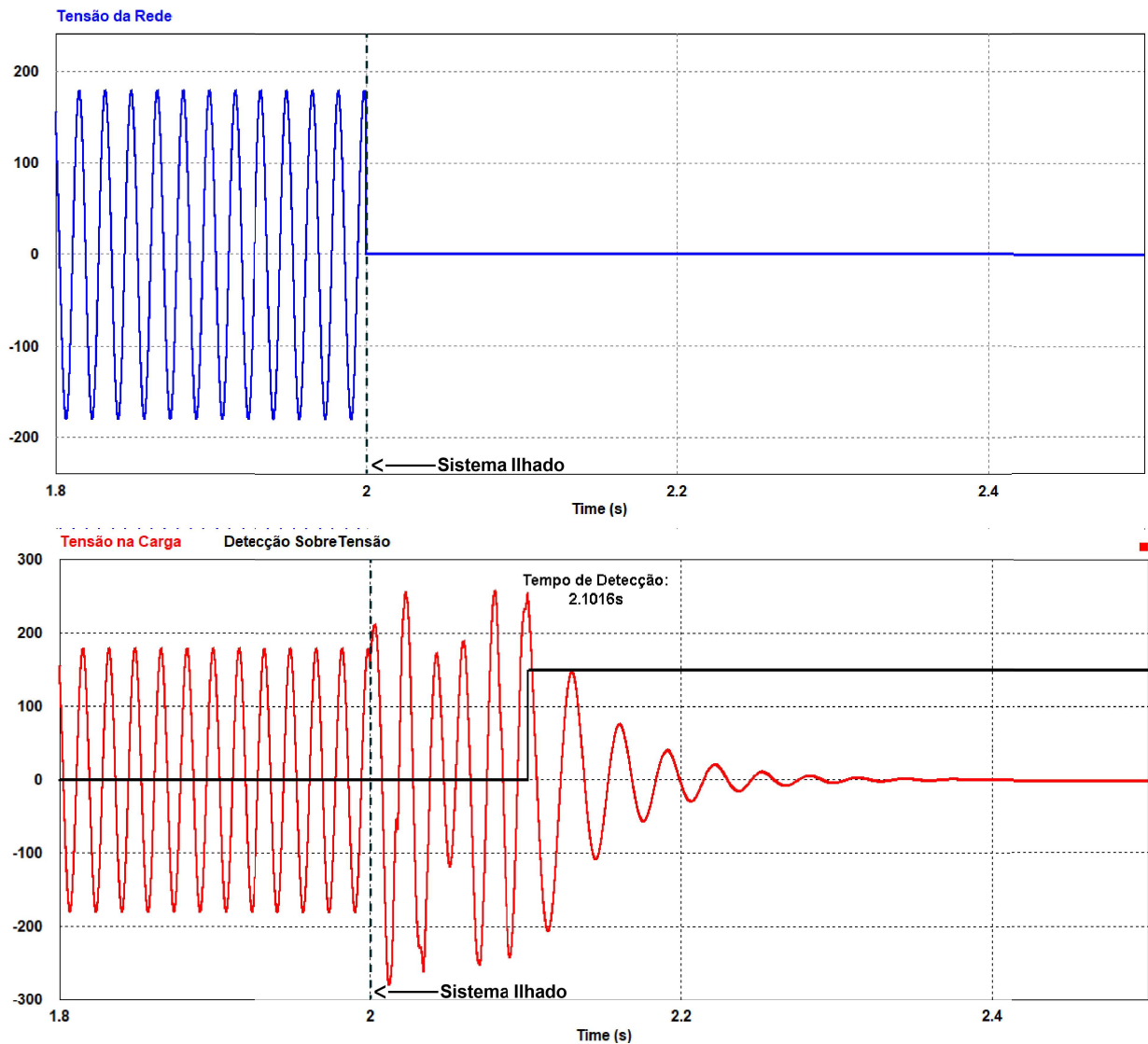


Figura 21 – Cenário de Sobretensão na Detecção de Ilhamento (02).

4.4.1.3 Cenário Crítico

Como explicado ao longo do trabalho os métodos de detecção passiva possuem um problema relacionado à zonas de não detecção. Este fenômeno é evidenciado quando o fluxo de potência produzido pelo sistema de geração distribuída é idêntico ou próximo ao necessário para suprir a carga local, fazendo com que a corrente proveniente da rede seja mínima. Ao efetuar a desconexão entre os sistemas, as cargas locais são ilhadas da rede principal porém não há variação significativa em sua tensão eficaz tornando-se assim um cenário de difícil detecção.

Para realização deste cenário é utilizada uma combinação entre cargas resistiva, indutiva (L) e capacitiva (C) de modo que o arranjo LC apresente ressonância (4.3) na frequência da rede (60Hz) (IEEE, 2009; IEC, 2012). Esta configuração garante

que o conversor enxergue apenas uma carga resistiva, logo, ao se escolher um valor de resistor tal que sua potência consumida seja igual ou próxima da potência fornecida pelo sistema de GD fica evidenciado a condição de não detecção.

$$f_{ressonancia} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (4.3)$$

Os valores utilizados no cenário crítico, referente as cargas RLC (Cargas Locais) conectadas em paralelo ao Ponto de Acoplamento Comum (Figura 9) foram:

Resistor	8,98Ω
Indutor	145mH
Capacitor	0,416uF

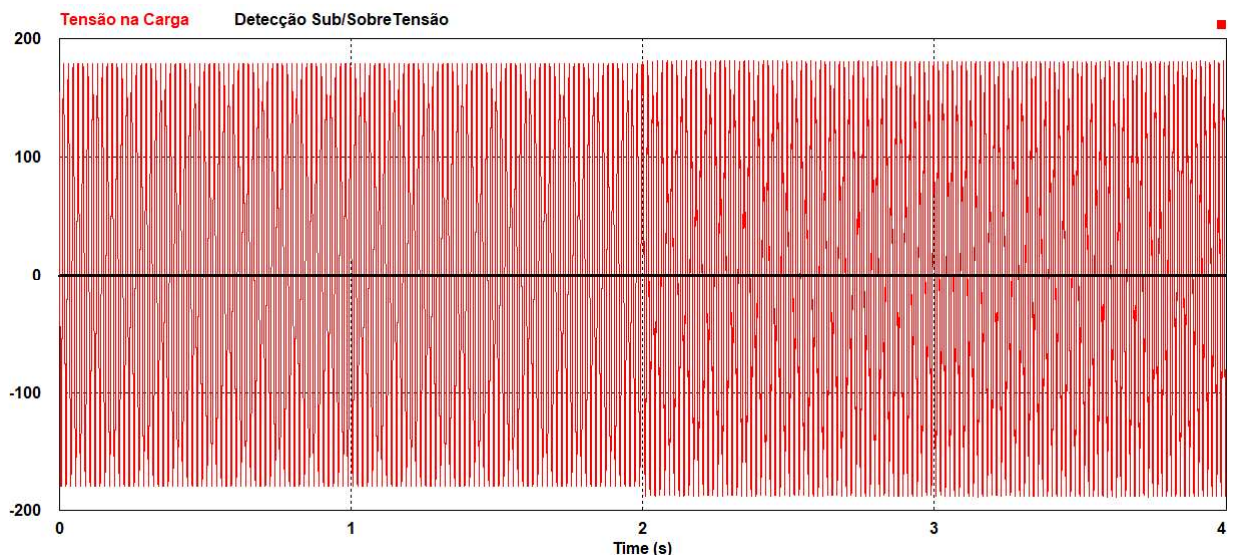


Figura 22 – Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento.

Ao simular um evento de ilhamento em 2,0s fica evidente nas Figuras 22 e 23 a variação insignificante na tensão da carga a partir da ocorrência deste evento. Em decorrência desta baixa variação na tensão eficaz o algoritmo se torna incapaz de detectar a contingência, evidenciando assim a zona de não detecção. O sistema está ilhado da rede porém as cargas locais continuam operantes podendo causar danos ao sistema de geração distribuída como a dessincronização das proteções.

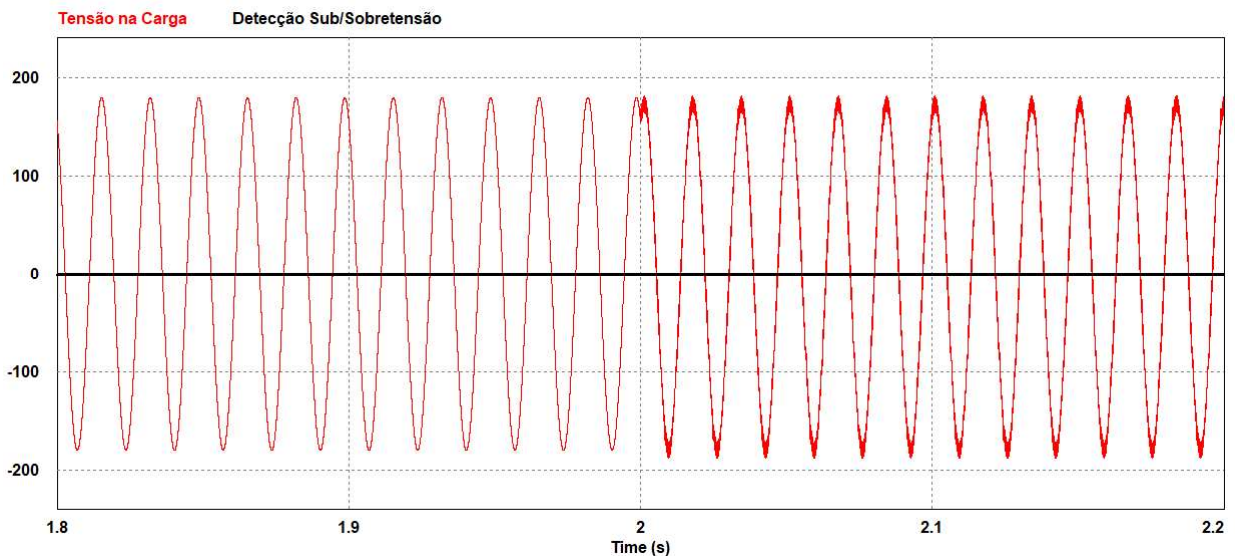


Figura 23 – Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento (Ampliado).

4.4.2 Sub/Sobfrequência

O algoritmo construído para detecção de eventos de Sub/Sobrefrequência é baseado nas variações de frequência em limites superior e inferior (Figura 15). Após a detecção de um evento de Sub/Sobrefrequência o algoritmo é responsável por enviar um sinal de abertura para chave anti-ilhamento (Figura 16) desenergizando a carga e desconectando o sistema de GD do PAC, como feito anteriormente nos cenários de Sub/Sobretensão. Os limites superior e inferior são ajustados entre os valores 58,5 e 61,5 Hz respectivamente (VIEIRA et al., 2008).

4.4.2.1 SubFrequência

Para realização do cenário de SubFrequência foram utilizados os seguintes valores para as cargas RLC acopladas em paralelo ao ponto de acoplamento comum (Figura 9):

Resistor	5Ω
Indutor	50mH
Capacitor	468uF

Assim como em todos os cenários analisados, é simulado um ilhamento no instante de tempo 2,0s ao se desconectar a rede de distribuição do ponto de acoplamento comum (Figura 17). Uma vez desconectada a rede de distribuição ocorre o ilhamento do sistema e conseqüentemente há uma subfrequência nas cargas locais. Especialmente nas análises em frequência não houve a desconexão das chaves anti-ilhamento para que fosse possível a comparação entre os métodos passivos e métodos ativos (baseados em frequência).

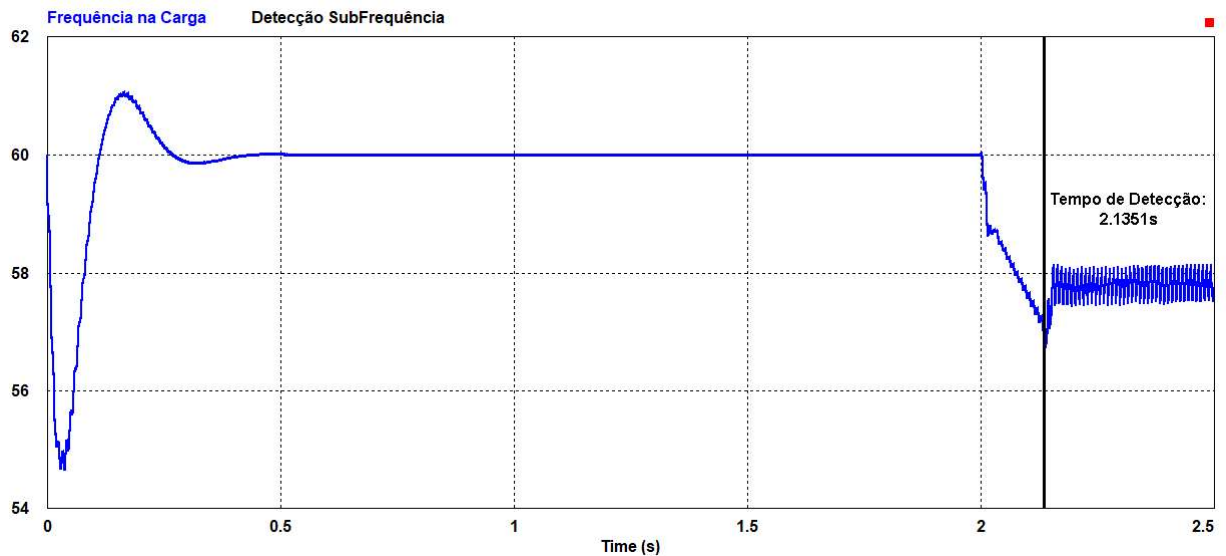


Figura 24 – Cenário de Subfrequência na Detecção de Ilhamento.

Analisando a Figura 24 o sistema opera ilhado do momento da desconexão no instante de tempo 2,0s até o algoritmo de detecção ser capaz de detectar a contingência no tempo de 2,1351s, equivalente a 8,1 ciclos. Teoricamente, após a detecção as chaves seriam abertas e a frequência seria nula, porém como dito anteriormente as chaves não foram abertas e a frequência continua oscilando com o sistema ilhado.

4.4.2.2 Sobrefrequência

Para realização do cenário de SobreFrequência foram utilizados os seguintes valores para as cargas RLC acopladas em paralelo ao ponto de acoplamento comum (Figura 9):

Resistor	5 Ω
Indutor	8,54mH
Capacitor	2 μ F

No cenário de Sobrefrequência é simulado um ilhamento no instante de tempo 2,0s ao se desconectar a rede de distribuição do ponto de acoplamento comum (Figura 17). Uma vez desconectada a rede de distribuição ocorre o ilhamento do sistema e conseqüentemente há uma sobrefrequência nas cargas locais. Como dito anteriormente nas análises em frequência não houve a desconexão das chaves anti-ilhamento para que fosse possível a comparação entre os métodos passivos e métodos ativos (baseados em frequência).

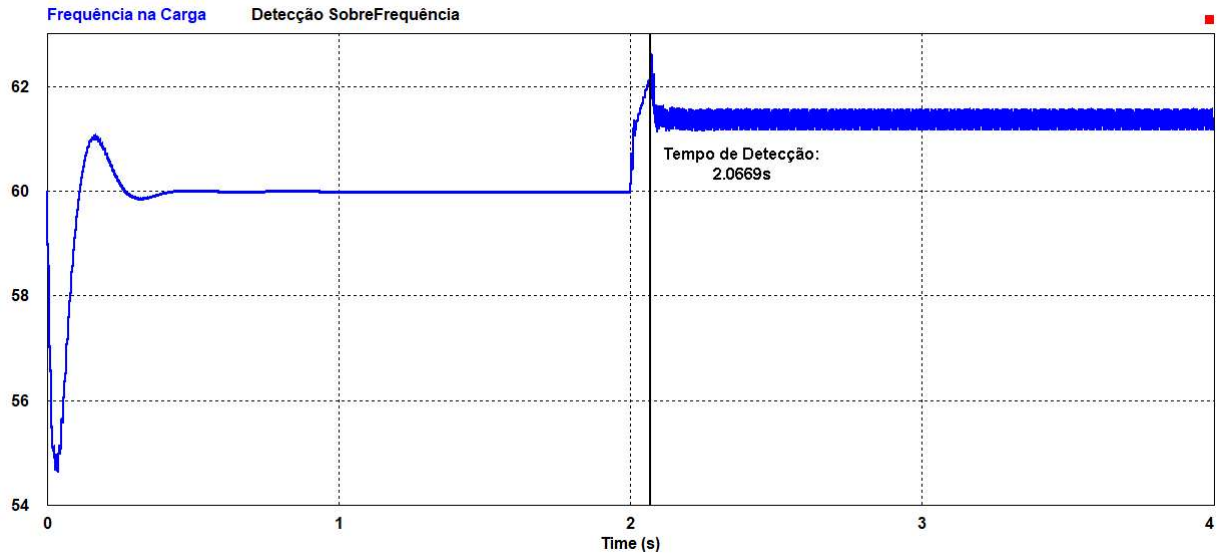


Figura 25 – Cenário de Sobrefrequência na Detecção de Ilhamento.

Analisando a Figura 25 o sistema opera ilhado do momento da desconexão no instante de tempo 2,0s até o algoritmo de detecção ser capaz de detectar a contingência no tempo de 2,0669s, equivalente a 4,01 ciclos. Teoricamente, após a detecção as chaves seriam abertas e a frequência seria nula, porém como dito anteriormente as chaves não foram abertas e a frequência continua oscilando com o sistema ilhado.

4.4.2.3 Cenário Crítico

Como visto anteriormente no cenário crítico da técnica de Sub/Sobretensão este se mantém como o caso mais difícil de detecção uma vez que o fluxo de potência entre o sistema de GD e a concessionária é praticamente nulo fazendo com que seja mais difícil a validação por meio do algoritmo. Em concordância com a equação (4.3) e com as recomendações técnicas (IEEE, 2009; IEC, 2012) os valores utilizados para as cargas RLC paralelas ao ponto de acoplamento comum (Figura 9) neste cenário crítico são:

Resistor	8,98 Ω
Indutor	145mH
Capacitor	0,416 μ F

Ao analisar a Figura 26 é notória a ZND caracterizada pelo tempo em que houve o ilhamento (2,0s) e o tempo em que o algoritmo foi capaz de detectar a contingência (2,603s \approx 36,2 ciclos). O resultado apresentado se mostra satisfatório uma vez que mesmo havendo uma zona de não detecção o algoritmo foi capaz de identificar a contingência, diferentemente do resultado obtido na Figura 22 onde a tensão se mantém praticamente inalterada após o ilhamento.

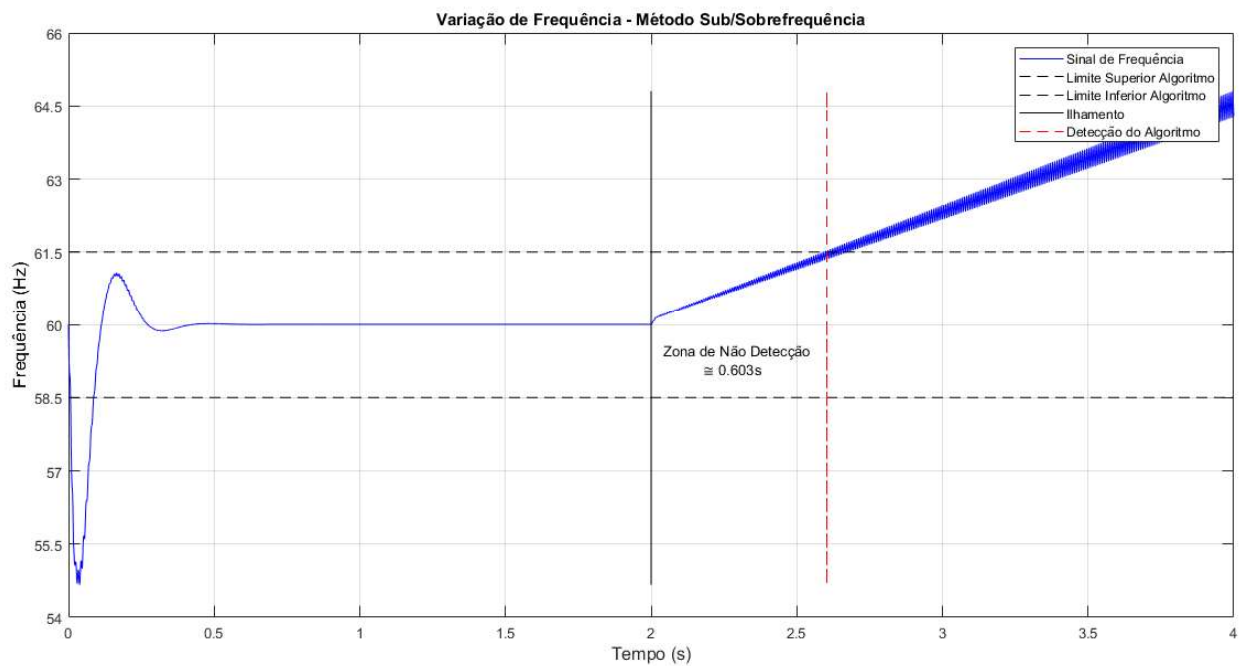


Figura 26 – Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento.

4.4.3 Sandia Frequency Shift - SFS

A fim de reduzir as zonas de não detecção ocasionadas dos casos críticos foram implementadas as técnicas ativas de desvio de frequência.

O algoritmo construído para detecção dos eventos baseados em desvio de frequência tem como característica levar o sistema a instabilidade em um evento de ilhamento onde após a contingência há perda dos parâmetros da rede como frequência e tensão. Para o algoritmo de detecção foram mantidos os parâmetros de frequência entre 58,5 e 61,5 Hz como visto em (VIEIRA et al., 2008).

Para validação das técnicas ativas houve enfoque somente no cenário crítico uma vez que o mesmo se torna o caso mais difícil de detecção. Se o algoritmo é válido para este cenário ele será útil em qualquer outro proposto. Os valores correspondentes as cargas locais conectadas ao ponto de acoplamento comum (Figura 9) para simulação deste cenário foram:

Resistor	8,98 Ω
Indutor	145mH
Capacitor	0,416 μ F
k_{SFS}	0,05
c_{f0}	1,025

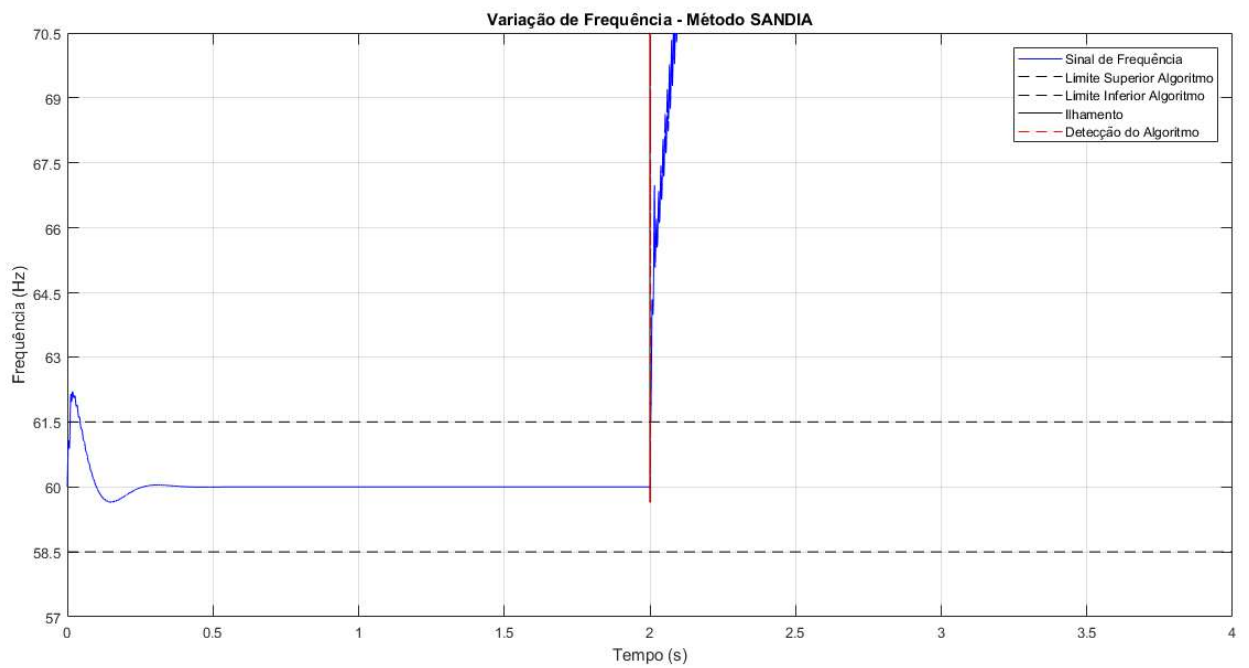


Figura 27 – SANDIA - Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento (01).

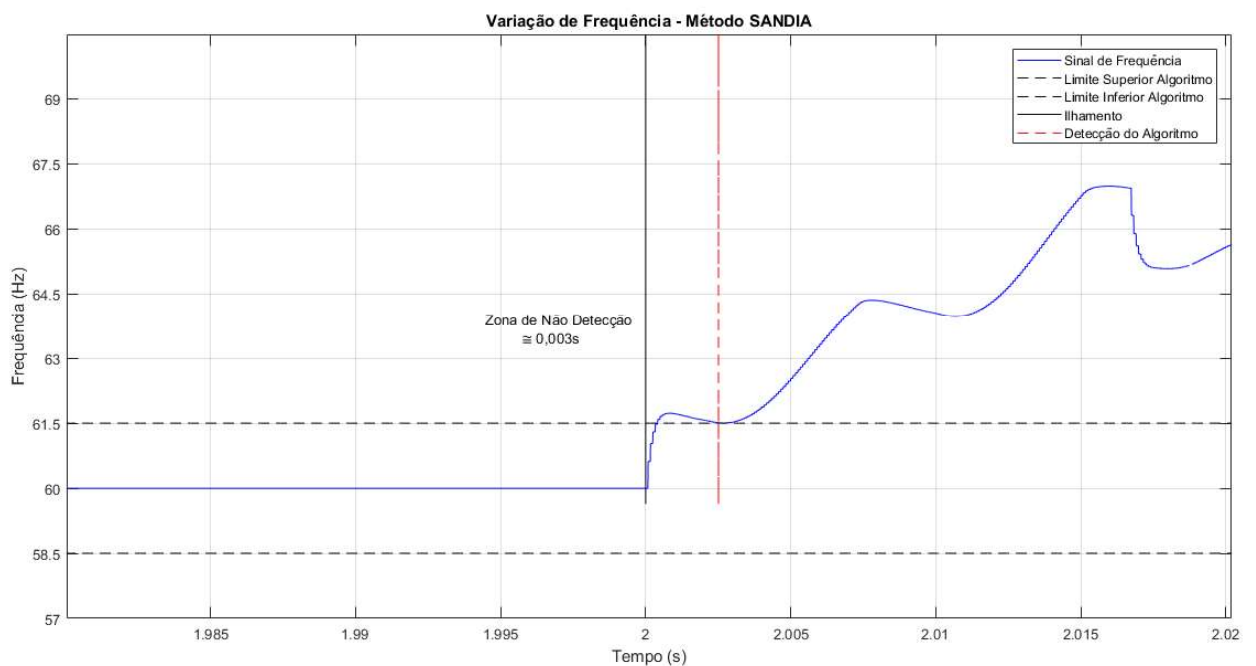


Figura 28 – SANDIA - Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento (02).

Ao analisar as Figuras 27 e 28 é perceptível a instabilidade no momento de desconexão da rede concessionária no tempo de 2,0s. O tempo da contingência até a detecção é de aproximadamente $3ms \approx 0,18$ ciclos fazendo com que a ZND seja praticamente inexistente. Há um salto de frequência praticamente instantâneo fazendo

com que o algoritmo possa efetuar a detecção da contingência mais rapidamente que nos métodos passivos convencionais vistos anteriormente. Em comparação com o método de desvio de frequência passivo (Figura 26) onde o tempo de detecção era de $603ms \approx 36,2$ ciclos, o método ativo se mostrou aproximadamente 200 vezes mais rápido.

4.4.4 General Electric Frequency Scheme - GEFS

Assim como SANDIA, GEFS também é um método ativo baseado no desvio de frequência após a desconexão da rede da concessionária. O algoritmo construído é responsável por detectar a variação de frequência a partir da alteração na corrente de referência no eixo em quadratura como explicado anteriormente.

Os parâmetros de frequência aceitáveis foram padronizados afim de proporcionar igualdade nas análises e se mantêm entre 58,5 e 61,5Hz como visto em (VIEIRA et al., 2008).

Assim como no método ativo SANDIA, para haver validação da técnica será utilizado o cenário crítico sendo este o de maior dificuldade de detecção. Os valores correspondentes as cargas locais conectadas ao ponto de acoplamento comum (Figura 9) além dos valores correspondentes a estrutura de detecção (Figura 11) deste cenário foram:

Resistor	$8,98\Omega$
Indutor	145mH
Capacitor	0,416uF
k_{GEFS}	0,5
f_{CBPF}	7,5Hz
bw_{BPF}	15Hz
k_{BPF}	0,667

Ao analisar as Figuras 29 e 30 é notória a rápida variação da frequência a partir da contingência de ilhamento aplicada no instante de tempo 2,0s. Há uma variação significativa e conseqüentemente a detecção do algoritmo para um evento de ilhamento em aproximadamente 2,007s. Pelo tempo de detecção ($7ms \approx 0,42$ ciclos) é perceptível a redução e/ou eliminação da ZND se comparado ao método passivo de desvio de frequência. Em comparação com o método passivo (Figura 26) onde o tempo de detecção era de $603ms \approx 36,2$ ciclos, o método ativo se mostrou aproximadamente 86 vezes mais rápido.

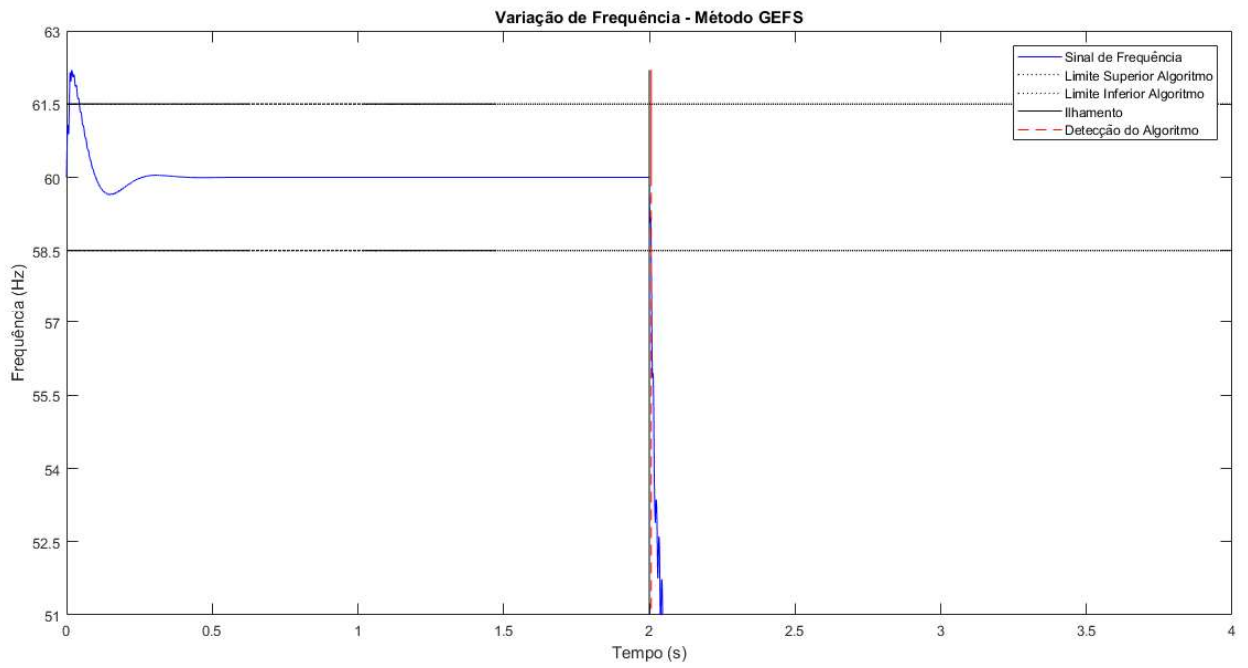


Figura 29 – GEFS - Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento (01).

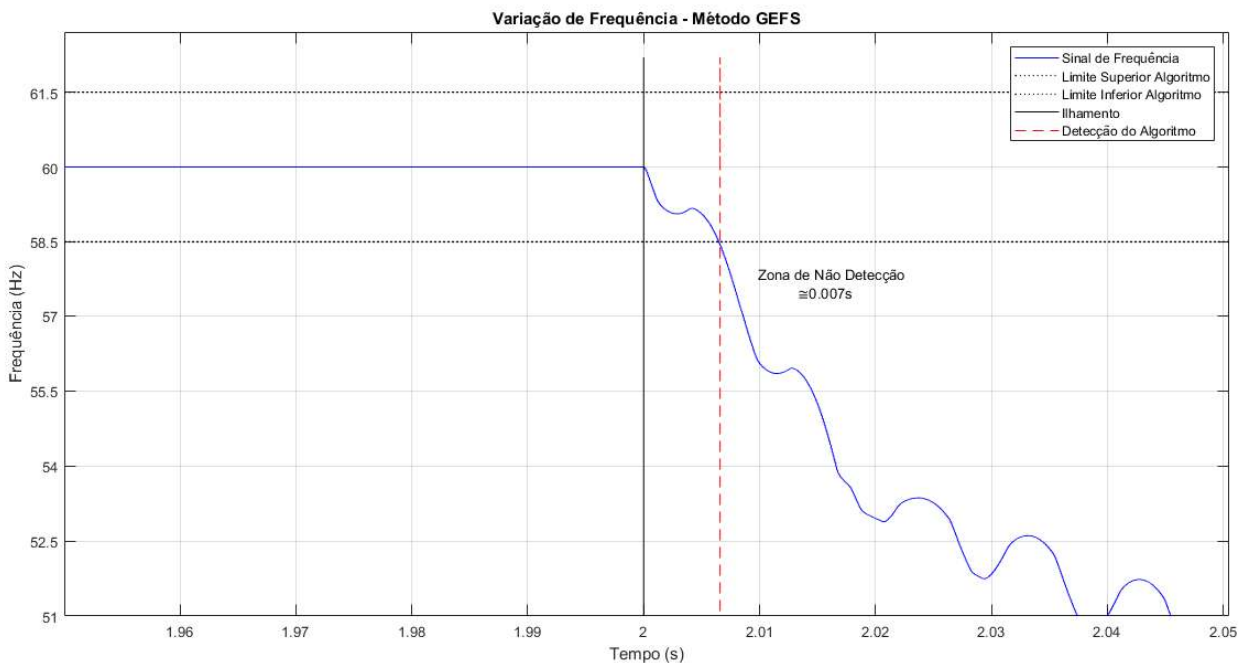


Figura 30 – GEFS - Cenário Crítico na Detecção de Ilhamento (02).

4.5 Comparação entre os métodos de detecção

As técnicas utilizadas ao longo deste trabalho foram responsáveis por detectar um possível cenário de ilhamento se baseando na variação dos parâmetros de tensão e frequência no ponto de acoplamento comum. Todas as técnicas utilizadas bem como o seu tempo de detecção são ilustrados nas Tabelas 1 e 2.

Com base nos resultados simulados é possível observar que as técnicas passivas de Sub/Sobretensão e Sub/Sobrefrequência se comportaram de maneira satisfatória nos cenários não críticos analisados (Figuras 18,20,24,25; Tabela 1).

Os cenários críticos são caracterizados pela difícil detecção da contingência. Uma vez que o fluxo de potência produzido pelo sistema de geração distribuída é idêntico ou próximo para suprir a demanda da carga local a corrente proveniente da rede para a carga é mínima e em um ilhamento não há alteração significativa nos parâmetros de tensão e frequência no ponto de acoplamento comum. No cenário crítico da Figura 22 a variação de tensão foi tão baixa que o método de Sub/Sobretensão não foi capaz de efetuar a detecção do ilhamento.

No cenário crítico da Figura 26 a técnica de Sub/Sobrefrequência, diferentemente da técnica de Sub/Sobretensão, foi capaz de detectar o evento de ilhamento. Ao observar os tempos de detecção nas Tabelas 1 e 2 pode ser verificado que neste cenário o tempo de detecção foi ligeiramente maior ($603ms$) que nos demais cenários contemplados por esta técnica ($135,1ms$ e $66,9ms$).

Visando sanar os problemas relacionados a não detecção (Figura 22) e detecção tardia (Figura 26) dos eventos de ilhamento nas técnicas passivas, foram implementadas duas técnicas ativas baseadas no desvio de frequência.

Método de Detecção	Tempo de Detecção (ms)	Tempo de Detecção (ciclos)
Subtensão	69,1	4,15
Sobretensão	101,6	6,10
Subfrequência	135,1	8,10
Sobrefrequência	66,9	4,01

Tabela 1 – Resumo dos Métodos de Detecção Passivos e seus respectivos tempos.

CASOS CRÍTICOS		
Método de Detecção	Tempo de Detecção (ms)	Tempo de Detecção (ciclos)
Sub/Sobretensão	Indetectável	Indetectável
Sub/Sobrefrequência	603,0	36,2
<i>Sandia SFS</i>	3,0	0,18
<i>GEFS</i>	7,0	0,42

Tabela 2 – Resumo dos Métodos de Detecção Passivos e Ativos nos cenários críticos.

Como os métodos ativos implementados se baseiam no desvio de frequência, para realizar uma comparação entre as técnicas ativas e passivas foi utilizado o método de Sub/Sobrefrequência e o cenário crítico como ilustrado nas Figuras 32 e 31.

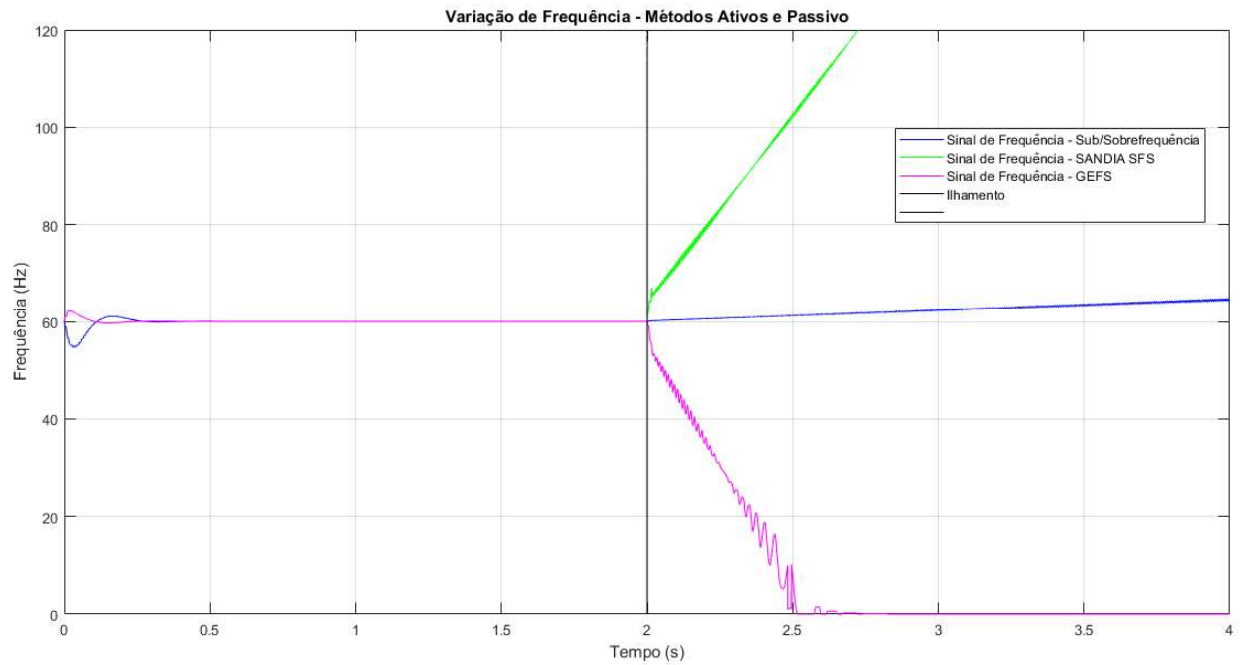


Figura 31 – Comparação Técnicas Ativas x Técnica Passiva (01).

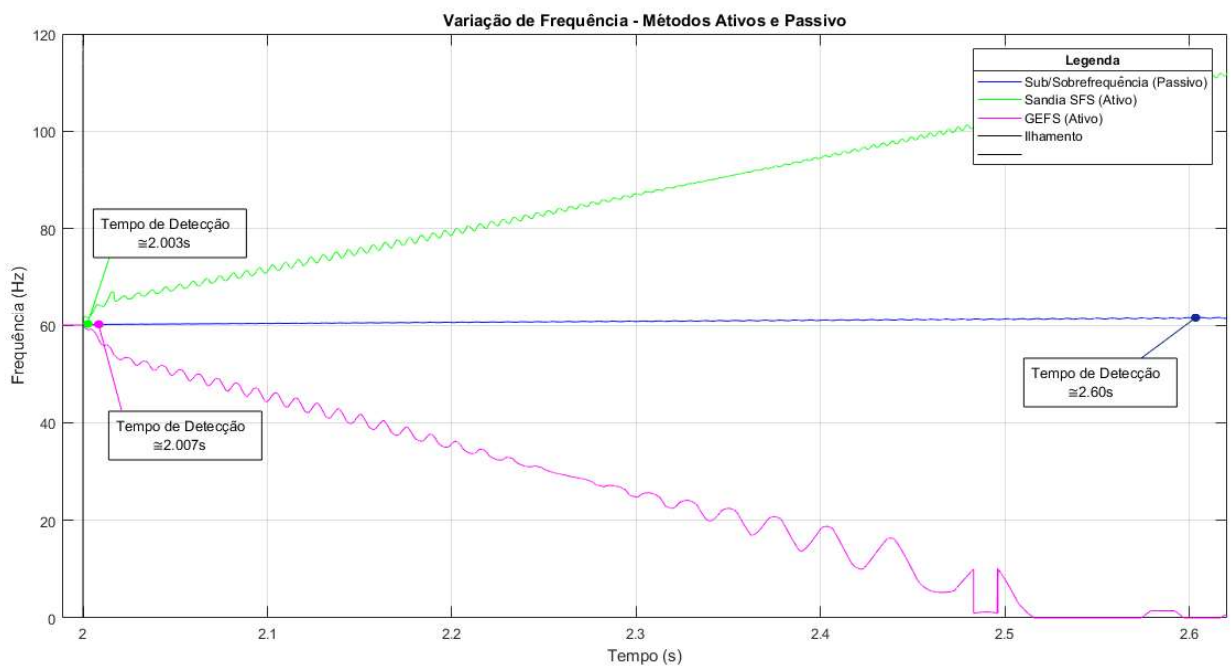


Figura 32 – Comparação Técnicas Ativas x Técnica Passiva (02).

Analisando a Figura 32 é notória a redução no tempo de detecção entre as técnicas baseadas na metodologia ativa e a técnica passiva. Em um cenário crítico, no momento do ilhamento a tendência é que não haja uma alteração significativa da frequência fazendo com que a mesma demore um certo limite de tempo até ser detectada pelo algoritmo de detecção passivo que neste caso foi de $603ms \approx 36,2$ ciclos.

As técnicas ativas são caracterizadas por levar o sistema a instabilidade através da injeção constante de distúrbios nas estruturas de controle. Enquanto o sistema opera em suas condições normais estes distúrbios não representam instabilidade. Com o sistema ilhado os distúrbios são acentuados permitindo rapidamente a detecção com $3ms$ na técnica *SANDIA* e $7ms$ na *GEFS* como observado na Figura 32.

Em relação aos tempos de detecção as técnicas ativas apresentaram o melhor desempenho com a redução e eliminação da ZND observada nos métodos passivos.

4.6 Considerações Finais

Neste capítulo foram mostrados os resultados de simulação tanto dos métodos propostos quanto das estruturas de controle. Ficaram evidenciados, a partir dos resultados obtidos, a redução e eliminação das zonas de não detecção através do uso das técnicas ativas.

5 Conclusão

Dentro do contexto relativo à detecção de ilhamento, este trabalho apresentou dois tipos de técnicas baseadas na metodologia passiva e dois tipos na metodologia ativa. Nas técnicas abordadas foram verificados tanto os parâmetros de tensão quanto os parâmetros de frequência no PAC.

Através das definições dos limites de variação das grandezas medidas e das simulações de contingência fica evidenciado o funcionamento de todas as estruturas de construção deste trabalho, desde o algoritmo de sincronização até a detecção do ilhamento.

O surgimento das zonas de não detecção (ZND) oriundos da implementação das técnicas passivas foi eliminado com o uso da metodologia ativa evidenciando sua robustez quando comparadas as técnicas passivas.

Por fim, conclui-se que os resultados obtidos se apresentaram de maneira satisfatória ao atender tanto os requisitos mínimos propostos pelas normas quanto à proposta inicial deste trabalho.

5.1 Trabalhos Futuros

Tanto o controle no modo conectado quanto a detecção e comparação das técnicas ativas e passivas foram realizados com sucesso. Os próximos passos para este trabalho envolvem tratativa de erros no algoritmo de detecção de forma a torná-lo mais seletivo, controle do modo ilhado para não haver desconexão das cargas além de uma possível expansão para cenários com múltiplos geradores.

- Melhoramentos Algoritmo de Detecção;
- Controle Modo Ilhado;
- Expansão de cenários.

Referências

- AGUIAR, C. R. d. *Estudo e análise de algoritmos de detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída conectados à rede de distribuição*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2013. 5, 7, 8, 14, 15
- ANEEL. *Resolução Normativa - RN482*. 2012. 1
- ANEEL. *Resolução Normativa - RN687*. 2015. 1
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 3*. 2016. 17
- ANEEL. *Nota Técnica nº 0056*. 2017. 1
- BALAGUER, I. J. et al. Control for grid-connected and intentional islanding operations of distributed power generation. *IEEE transactions on industrial electronics*, IEEE, v. 58, n. 1, p. 147–157, 2011. 8
- ENGINEERS, I. of E.; JENKINS, N. *Embedded Generation (IEE power and energy series; 31)*. [S.l.]: Institution of Engineering and Technology-IET, 2000. 1
- ESTÉBANEZ, E. J. et al. Performance evaluation of active islanding-detection algorithms in distributed-generation photovoltaic systems: Two inverters case. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 58, n. 4, p. 1185–1193, 2011. 2, 13, 14, 21
- IEC. *Test procedure of islanding prevention measures for utility-Interconnected photovoltaic inverters*. 2012. 4, 13, 17, 26, 30
- IEEE. *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. 2000. 4
- IEEE. *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. 2009. 4, 17, 26, 30
- JR, J. C. d. M. V. Detecção de ilhamento de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema. *Revista Eletrônica de Energia*, v. 1, n. 1, 2011. 2, 12
- LAGHARI, J. et al. An islanding detection strategy for distribution network connected with hybrid dg resources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 45, p. 662–676, 2015. 1
- MACHADO, R. Q.; BUSO, S.; POMILIO, J. A. A line-interactive single-phase to three-phase converter system. *IEEE transactions on power electronics*, IEEE, v. 21, n. 6, p. 1628–1636, 2006. 9
- MACHADO, R. Q. et al. Sistema de geração distribuída fontes ca e cc conectado a rede monofásica e controle eletrônico da qualidade da energia elétrica. Campinas, SP, 2005. 9
- MARAFÃO, F. P. *Análise e controle da energia elétrica através de técnicas de processamento digital de sinais*. Tese (Doutorado), 2004. 5, 6, 7, 8

- MARCHESAN, G. et al. *Detecção de ilhamento em sistemas de distribuição com geração síncrona distribuída*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2016. 13, 14
- OPPENHEIM, A. V. *Discrete-time signal processing*. [S.l.]: Pearson Education India, 1999. 16
- PADUA, M. et al. Comparative analysis of synchronization algorithms based on pll, rdft and kalman filter. In: IEEE. *Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on*. [S.l.], 2007. p. 964–970. 5
- PHOTOVOLTAICS, D. G.; STORAGE, E. Ieee guide for monitoring, information exchange, and control of distributed resources interconnected with electric power systems. 2007. 11
- POMILIO, J. A.; PAREDES, H. K. M.; DECKMANN, S. M. Eletrônica de potência para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. *São Paulo, Brasil: UNICAMP*, 2013. 19
- REIS, M. V. et al. Analysis of the sandia frequency shift (sfs) islanding detection method with a single-phase photovoltaic distributed generation system. In: IEEE. *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015 IEEE PES*. [S.l.], 2015. p. 125–129. 14
- VIEIRA, J. C. M. et al. Um método prático para a definição dos ajustes de relés baseados em medidas de frequência usados para detecção de ilhamento de geração distribuída. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, SciELO Brasil, v. 19, n. 2, p. 199–213, 2008. 13, 28, 31, 33
- WALLING, R.; MILLER, N. Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance. In: IEEE. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*. [S.l.], 2002. v. 1, p. 92–96. 2, 12
- YU, B.; MATSUI, M.; YU, G. A review of current anti-islanding methods for photovoltaic power system. *Solar Energy*, Elsevier, v. 84, n. 5, p. 745–754, 2010. 12, 13
- ZEINELDIN, H.; KIRTLEY, J. L. A simple technique for islanding detection with negligible nondetection zone. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 24, n. 2, p. 779–786, 2009. 13
- ZHOU, K.; DOYLE, J. C. *Essentials of robust control*. [S.l.]: Prentice hall Upper Saddle River, NJ, 1998. v. 104. 15



TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado “Detecção de Ilhamento em Sistemas de Geração Distribuída conectados à Rede de Distribuição” é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 18 de Dezembro de 2018.



Arthur Silvestre Ribeiro



DECLARAÇÃO DE CONFERÊNCIA DA VERSÃO FINAL

Declaro que conferi a versão final a ser entregue pelo aluno
Arthur Silvestre Ribeiro, autor do trabalho de conclusão de curso
intitulado Detecção de Ilhamento em Sistemas de Geração Distribuída Conectados à Rede de Distribuição
quanto à conformidade nos seguintes itens:

1. A monografia corresponde a versão final, estando de acordo com as sugestões e correções sugeridas pela banca e seguindo as normas ABNT;
2. A versão final da monografia inclui a ata de defesa (ANEXO IV - apenas verso), a ficha catalográfica e o termo de responsabilidade (ANEXO X -) devidamente assinados.

João Monlevade, 22 de Janeiro de 2019 .

Renan Fernandes Bastos

Nome do(a) Professor(a)