

Universidade Federal
de Campina Grande

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Detecção de Ilhamento em Sistemas com Geração Distribuída Através de Métodos Ativos.

Discente: Matheus Victor Alves Nascimento

Orientador: Prof. Dr. Huilmam Sanca Sanca

Campina Grande - Paraíba
Março de 2026

MATHEUS VICTOR ALVES NASCIMENTO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), em cumprimento parcial às exigências para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:

Eletrotécnica

Orientador:

Prof. Dr. Huilmam Sanca Sanca

Local e Data:

Campina Grande – PB

Março de 2026

MATHEUS VICTOR ALVES NASCIMENTO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Trabalho de conclusão de curso aprovado em 24/03/2026.

gov.br
Documento assinado digitalmente
HUILMAN SANCA SANCA
Data: 26/03/2026 10:00:17-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Prof. Dr. Huilmam Sanca Sanca

UAEE/CEEI/UFCG

Orientador

Prof. Dr. Ronimack Trajano de Souza

UAEE/CEEI/UFCG

Membro Avaliador

Agradecimentos

Aos meus pais, Luciana e Antonio, expresso minha mais profunda gratidão pelo apoio incondicional, pelo incentivo constante e pelos valores que me transmitiram ao longo de toda a minha trajetória. A base sólida que sempre me proporcionaram foi fundamental para minha formação acadêmica e pessoal.

Ao LEIAM, agradeço pelo suporte técnico oferecido, o qual foi essencial para o desenvolvimento adequado e a consolidação dos resultados deste trabalho.

À Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), manifesto meu reconhecimento pela infraestrutura disponibilizada e pelo ambiente acadêmico propício à pesquisa e ao aprendizado, que tornaram possível a realização deste estudo.

Por fim, expresso minha sincera gratidão ao Professor Huilmam Sanca Sanca, pela orientação dedicada, pela disponibilidade ao longo do desenvolvimento deste Trabalho de Conclusão de Curso.

Quem acredita sempre alcança. - Renato Russo

Resumo

Neste trabalho realiza-se um estudo, modelagem e implementação de métodos ativos de detecção de ilhamento aplicados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Inicialmente, são apresentados os fundamentos teóricos do fenômeno, bem como os requisitos normativos estabelecidos por documentos como a IEEE 929-2000, IEEE 1547 e ABNT NBR IEC 62116. Em seguida, desenvolve-se a modelagem matemática do inversor **grid-following** com filtro indutivo, incluindo a obtenção da função de transferência da corrente injetada e o projeto do controlador PI por meio de técnicas de resposta em frequência. O crescimento da geração distribuída, especialmente a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, tem imposto novos desafios à proteção de sistemas elétricos de potência, dentre os quais se destaca o fenômeno do ilhamento, caracterizado pela operação de uma microrrede energizada por geração distribuída mesmo após a desconexão da rede principal. A não detecção dessa condição pode comprometer a segurança pessoal, assim como a segurança operacional. Foram implementadas, em ambiente de simulação, quatro estratégias ativas amplamente discutidas na literatura: injeção controlada de potência, *Active Frequency Drift* (AFD), *Sandia Frequency Shift* (SFS) e *Slip Mode Frequency Shift* (SMS). As simulações foram conduzidas considerando o ensaio normativo com carga RLC ressonante, configurada para representar o pior caso de detecção, associado à zona de não detecção. Os resultados obtidos permitiram avaliar o tempo de detecção, o impacto na qualidade da energia, especialmente em termos de *Total Harmonic Distortion* (THD) e a robustez de cada método frente ao equilíbrio entre geração e carga, evidenciando as vantagens e limitações de cada estratégia e contribuindo para a compreensão de sua aplicabilidade prática em sistemas de geração distribuída.

Palavras-chave: geração distribuída, detecção de ilhamento, métodos ativos, AFD, SFS, SMS, qualidade de energia.

Abstract

This work presents a study, modeling, and implementation of active islanding detection methods applied to grid-connected photovoltaic systems. Initially, the theoretical foundations of the phenomenon are discussed, along with the relevant standards established by documents such as IEEE 929-2000, IEEE 1547, and ABNT NBR IEC 62116. Subsequently, the mathematical modeling of a grid-following inverter with an inductive filter is developed, including the derivation of the injected current transfer function and the design of a PI controller using frequency response techniques. The growth of distributed generation, particularly from grid-connected photovoltaic systems, has introduced new challenges to power system protection, with islanding emerging as a critical issue. Islanding occurs when a microgrid remains energized by distributed generation even after disconnection from the main grid. Failure to detect this condition can compromise personal safety as well as operational safety. Four widely discussed active detection strategies were implemented in a simulation environment: controlled power injection, Active Frequency Drift (AFD), Sandia Frequency Shift (SFS), and Slip Mode Frequency Shift (SMS). Simulations were conducted using the standard test with a resonant RLC load, configured to represent the worst-case detection scenario, associated with the non-detection zone. The results enabled the assessment of detection time, impact on power quality—particularly in terms of Total Harmonic Distortion (THD)—and the robustness of each method under varying generation-to-load conditions, highlighting the advantages and limitations of each strategy and contributing to the understanding of their practical applicability in distributed generation systems.

Keywords: distributed generation, islanding detection, active methods, AFD, SFS, SMS, power quality.

Lista de Figuras

2.1 Ensaio sugerido pelas normas IEEE 929-2000 e ABNT NBR IEC 62116:2012 11
2.2 Diagrama esquemático do funcionamento das estratégias passivas de anti-ilhamento 12
2.3 Diagrama esquemático do funcionamento das estratégias ativas de anti-ilhamento 14
2.4 Arranjo de geração distribuída utilizado no trabalho 16
2.5 Diagrama de controle em malha fechada 17
2.6 Formas de onda da corrente na estratégia ativa AFD 22

3.1 Diagrama esquemático da metodologia adotada para implementação das estratégias de detecção de ilhamento. 29
3.2 Sistema elétrico utilizado nas simulações realizadas. 30
3.3 Diagrama em blocos da implementação do SOGI-SRF-PLL em ambiente de simulação. 32
3.4 Diagrama de blocos da estratégia de injeção de potência ativa e reativa. . . 37
3.5 Diagrama de blocos da estratégia *Active Frequency Drift* (AFD) implementada no *MATLAB/Simulink*. 39
3.6 Diagrama de blocos da estratégia *Sandia Frequency Shift* (SFS) implementada no *MATLAB/Simulink*. 40
3.7 Diagrama de blocos da estratégia *Slip Mode Frequency Shift* (SMS) implementada no *MATLAB/Simulink*. 40

4.1 Frequência (Hz) em função do tempo (s) na estratégia de injeção controlada de potência reativa. 43
4.2 Qualidade da corrente injetada pelo inversor antes do ilhamento no método de injeção de reativos. 43
4.3 Frequência (Hz) em função do tempo (s) na estratégia AFD. 44
4.4 Qualidade da corrente injetada pelo inversor antes do ilhamento no método AFD. 45
4.5 Frequência (Hz) em função do tempo (s) na estratégia SFS. 46

4.6 Qualidade da corrente injetada pelo inversor antes do ilhamento no método SFS. 47
4.7 Frequência (Hz) em função do tempo (s) na estratégia SMS. 48
4.8 Qualidade da corrente injetada pelo inversor antes do ilhamento no método SMS. 48

Lista de Tabelas

2.1 Limites de frequência e tempo de detecção segundo a IEEE 929-2000 . . . 6

2.2 Limites de tensão e tempo de detecção segundo a IEEE 929-2000 7

2.3 Limites de frequência e tempo de detecção segundo a ABNT NBR IEC 62116 7

2.4 Limites de tensão e tempo de detecção segundo a ABNT NBR IEC 62116 . 7

2.5 Limites de distorção harmônica de corrente 8

3.1 Parâmetros do sistema de geração distribuída e da carga local. 32

4.1 Comparação dos métodos de detecção de ilhamento. 49

Lista de Abreviações

AFD	*Active Frequency Drift*
SFS	*Sandia Frequency Shift*
SMS	*Slip Mode Frequency Shift*
NDZ	*Non-Detection Zone*
PCC	*Point of Common Coupling*
PLL	*Phase-Locked Loop*
SOGI	*Second Order Generalized Integrator*
SRF	*Synchronous Reference Frame*
THD	*Total Harmonic Distortion*
RLC	Carga de resistores, indutores e capacitores em paralelo
RL	Carga de resistores e indutores em série

Sumário

Lista de Abreviações **x**

1 Introdução **1**

1.1 Objetivos 2

1.1.1 Objetivo Geral 2

1.1.2 Objetivos Específicos 2

1.2 Motivação 2

1.3 Justificativa 3

1.4 Contribuição 3

1.5 Organização do Trabalho 4

2 Fundamentação Teórica **5**

2.1 Ilhamento em sistemas de geração distribuída 5

2.2 Normas Técnicas Aplicáveis 6

2.3 Procedimento dos Ensaios de Anti-Ilhamento 9

2.4 Métodos passivos de anti-ilhamento 11

2.5 Métodos Ativos de Anti-Ilhamento 13

2.5.1 Injeção de Potência 15

2.5.2 Injeção de Potência Reativa 20

2.5.3 Desvio Ativo de Frequência 22

2.5.4 Desvio ativo de frequência com realimentação positiva 24

2.5.5 Desvio de Frequência no Modo Escorregamento 26

3 Metodologia **29**

3.1 Modelagem do Sistema Elétrico 30

3.2 Estrutura de controle 32

3.2.1 Implementação do PLL baseado em SOGI-SRF 32

3.3 Malha de Corrente 34

3.3.1 Modelagem da planta 34

3.3.2 Projeto do controlador PI 35

3.4 Algoritmos de Detecção de Ilhamento 37

3.4.1 Injeção Controlada de Potência Reativa 37
3.4.2 Desvio ativo de frequência 38
3.4.3 Desvio ativo de frequência com realimentação positiva 39
3.4.4 Desvio de Frequência no Modo Escorregamento 40

4 Resultados e Discussões **42**
4.1 Injeção de Reativos 42
4.2 Método desvio ativo de frequência 44
4.3 Desvio ativo de frequência com realimentação positiva 45
4.4 Desvio de Frequência no Modo Escorregamento 47
4.5 Análise Comparativa dos Métodos de Detecção de Ilhamento 49

5 Conclusão **51**

6 Anexos **55**
6.1 Anexo A – Código MATLAB para Cálculo das Distorções Harmônicas . . . 55

1 - Introdução

Com o aumento dos incentivos regulatórios e a crescente preocupação com a sustentabilidade ambiental, observa-se uma expansão significativa da geração distribuída a partir de fontes renováveis, com destaque para os sistemas fotovoltaicos. Nesse contexto, soluções baseadas em geração fotovoltaica têm sido amplamente adotadas em substituição a fontes convencionais, contribuindo para a redução de emissões e maior eficiência energética (BRITO et al., 2018; Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2018; JALIL; ISHTIAQUE; ARIF, 2023a).

A crescente inserção dessas fontes tem elevado a complexidade dos sistemas elétricos de potência, exigindo abordagens mais sofisticadas para o ajuste e coordenação dos sistemas de proteção, de modo a garantir níveis adequados de operabilidade, confiabilidade e segurança. Nesse cenário, a conexão segura de sistemas com geração distribuída requer a adoção de estratégias eficazes de detecção de ilhamento, bem como procedimentos adequados de sincronização entre as fontes conectadas à microrrede (RESENDE et al., 2021; YU, 2022; XIONG et al., 2024).

O ilhamento caracteriza-se pela condição em que um conjunto de cargas permanece energizado exclusivamente por geradores distribuídos, estando isolado do Sistema Interligado Nacional (SIN) (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2008). A não detecção dessa condição pode comprometer a segurança pessoal, assim como a segurança operacional.

No contexto da geração distribuída com fontes intermitentes, como a fotovoltaica, os métodos de detecção de ilhamento são classificados em passivos, ativos e híbridos. Métodos passivos baseiam-se no monitoramento de grandezas elétricas, apresentando simplicidade de implementação, porém com limitações associadas à zona de não detecção (NDZ). Métodos ativos, por sua vez, introduzem perturbações controladas no sistema com o objetivo de tornar a condição de ilhamento observável. Já as abordagens híbridas combinam características de ambos, buscando melhor desempenho global.

Diante desse cenário, este trabalho tem como foco o estudo, a implementação e a análise de métodos ativos de detecção de ilhamento aplicados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede, com ênfase na avaliação de desempenho e impacto na qualidade da energia elétrica.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Neste trabalho, objetiva-se estudar, implementar e analisar estratégias ativas de detecção de ilhamento aplicadas a sistemas de geração distribuída, especificamente, sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, visando aprimorar os mecanismos de proteção e segurança operacional.

1.1.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos, pretende-se:

- Realizar o levantamento do estado da arte das estratégias ativas de detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída;
- Caracterizar o fenômeno de ilhamento e seus impactos na operação do sistema elétrico;
- Selecionar técnicas representativas de detecção ativa com base em critérios técnicos e normativos;
- Implementar as estratégias em ambiente de simulação utilizando *MATLAB/Simulink*;
- Avaliar o desempenho das técnicas quanto ao tempo de detecção, confiabilidade e impacto na qualidade da energia;
- Realizar análise comparativa entre os métodos estudados.

1.2 Motivação

A modernização dos sistemas elétricos, impulsionada pela integração de fontes renováveis, tem promovido uma mudança estrutural na forma como a energia é gerada e distribuída. A substituição de fontes síncronas convencionais por sistemas baseados em eletrônica de potência reduz a inércia do sistema e altera seu comportamento dinâmico, tornando mais desafiadora a detecção de condições anormais de operação.

Nesse contexto, o ilhamento destaca-se como um fenômeno crítico, especialmente em sistemas com alta penetração de geração distribuída (GD). A necessidade de garantir segurança operacional, proteção adequada e continuidade do fornecimento torna essencial o desenvolvimento e aprimoramento de técnicas de detecção cada vez mais eficientes.

Adicionalmente, o avanço das tecnologias de conversão de energia e o aumento da complexidade das microrredes reforçam a importância de soluções que não apenas detectem o ilhamento de forma confiável, mas que também preservem a qualidade da energia elétrica.

1.3 Justificativa

Apesar da ampla utilização de métodos passivos de detecção de ilhamento, esses apresentam limitações significativas em cenários de equilíbrio entre geração e carga, nos quais a zona de não detecção (NDZ) se torna expressiva. Nessas condições, as variações naturais de tensão e frequência podem ser insuficientes para garantir a atuação dos sistemas de proteção dentro dos limites exigidos por normas técnicas.

Métodos ativos surgem como alternativas mais robustas, uma vez que introduzem perturbações controladas capazes de evidenciar a condição de ilhamento. Entretanto, sua aplicação envolve desafios adicionais, principalmente relacionados ao impacto dessas perturbações na qualidade da energia elétrica.

Além disso, normas como IEEE 1547 e ABNT NBR IEC 62116 estabelecem requisitos rigorosos para detecção de ilhamento, incluindo limites de tempo de atuação e condições específicas de ensaio, como o uso de carga RLC ressonante. Isso evidencia a necessidade de estudos que avaliem o desempenho dessas técnicas sob condições normativas críticas.

Dessa forma, justifica-se a realização deste trabalho pela necessidade de analisar comparativamente métodos ativos de detecção de ilhamento, considerando simultaneamente sua eficácia, robustez e impacto na qualidade da energia.

1.4 Contribuição

As principais contribuições deste trabalho são descritas a seguir:

- Analisar comparativamente métodos ativos de detecção de ilhamento aplicados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede;

- Implementar técnicas como *Active Frequency Drift* (AFD), *Sandia Frequency Shift* (SFS), *Slip Mode Frequency Shift* (SMS) e injeção de potência reativa em ambiente de simulação;
- Avaliar o desempenho dos métodos em condições normativas críticas, incluindo carga RLC ressonante;
- Investigar o tempo de detecção e a conformidade com requisitos normativos;
- Analisar o impacto das estratégias na qualidade da energia elétrica, com ênfase na *Total Harmonic Distortion* THD;
- Identificar vantagens, limitações e cenários de aplicação de cada técnica;
- Contribuir para o desenvolvimento de critérios técnicos para seleção de métodos de detecção de ilhamento.

1.5 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado em capítulos da seguinte forma: no Capítulo 1 apresenta-se a introdução e os objetivos do estudo. No Capítulo 2 abordam-se os fundamentos teóricos relacionados ao tema. No Capítulo 3 apresenta-se a metodologia e os resultados obtidos, juntamente com sua análise. Por fim, no Capítulo 4 apresentam-se as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 - Fundamentação Teórica

2.1 Ilhamento em sistemas de geração distribuída

O ilhamento define-se como um estado no qual uma porção da rede elétrica, contendo carga e geração, continua operando de forma isolada do restante da rede. A geração e as cargas podem ser qualquer combinação de sistema de uso privado e pertencente à distribuidora (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2012). Nessa condição, a rede principal deixa de fornecer referência de tensão e frequência, tornando a microrrede responsável pelo próprio controle operacional.

O fenômeno do ilhamento pode ser classificado como programado ou não programado. O ilhamento programado ocorre de maneira intencional, geralmente associado a procedimentos de manutenção, segurança operacional ou proteção de equipamentos, não acarretando, em condições normais, impactos negativos ao sistema. Por outro lado, o ilhamento não programado decorre de eventos não intencionais, tais como falhas operacionais, violações dos limites admissíveis de tensão e frequência, desligamento abrupto de geração ou carga, ocorrência de curtos-circuitos ou, ainda, interrupções generalizadas no sistema principal, podendo comprometer significativamente a operação da geração distribuída (ISLAM; XU; RAHMAN, 2016; OSHIRO, 2019).

A não detecção dessa condição pode comprometer a segurança pessoal, assim como a segurança operacional. Entre as principais consequências destacam-se a perda do controle adequado de tensão e frequência, riscos à integridade das equipes de operação e manutenção — considerando a possibilidade de o sistema permanecer energizado indevidamente, danos a equipamentos elétricos e dificuldades no processo de sincronização e reconexão à rede principal. Além disso, a reconexão indevida do sistema fora de sincronismo pode provocar a circulação de correntes transitórias elevadas, resultando em esforços adicionais sobre inversores e dispositivos de proteção (ISLAM; XU; RAHMAN, 2016; OSHIRO, 2019).

Diante desses riscos, diversas normas técnicas estabelecem requisitos para a implementação de mecanismos de detecção e proteção anti-ilhamento. Entre as principais referências normativas encontram-se a IEEE 929-2000, a IEEE 1547, a UL 1741 e a ABNT NBR IEC 62116:2012, as quais definem critérios de desempenho, limites operacionais e

procedimentos de ensaio para sistemas de geração distribuída conectados à rede.

No âmbito técnico-científico, diferentes metodologias têm sido propostas para mitigar os efeitos da não detecção do ilhamento. Tais metodologias podem ser classificadas em métodos remotos e métodos locais. Os métodos remotos baseiam-se em sistemas de comunicação e monitoramento centralizado, incluindo, por exemplo, a comparação da taxa de variação da frequência e técnicas fundamentadas em medições sincrofasoriais. Embora apresentem elevada eficácia na detecção de ilhamento, esses métodos possuem como principal limitação o custo de implementação, especialmente em sistemas fotovoltaicos de pequeno porte (BOWER; ROPP, 2002; ISLAM; XU; RAHMAN, 2016; OSHIRO, 2019).

Já os métodos locais subdividem-se em passivos e ativos. Os métodos passivos consistem no monitoramento contínuo de grandezas elétricas no ponto de conexão comum, como tensão, frequência, ângulo de fase e suas variações. Por sua vez, os métodos ativos introduzem perturbações controladas no sistema, com o objetivo de identificar alterações na resposta dinâmica da microrrede que indiquem a ausência da rede principal.

2.2 Normas Técnicas Aplicáveis

As normas IEEE 929-2000 e ABNT NBR IEC 62116:2012 estabelecem critérios específicos para o tempo máximo de detecção do ilhamento, considerando diferentes limiares de tensão e frequência. Esses critérios definem os limites operacionais admissíveis e os respectivos tempos de atuação dos sistemas de proteção, conforme apresentado nas Tabelas 2.1–2.4.

Tabela 2.1: Limites de frequência e tempo de detecção segundo a IEEE 929-2000

Frequência (Hz)	**Tempo de detecção (ciclos)**
$f < 59{,}3$	6
$f > 60{,}5$	6

Fonte: (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2000).

A análise comparativa evidencia que os valores de limiar e os tempos máximos de detecção variam entre as normas, tanto para tensão quanto para frequência. Essas diferenças normativas implicam que os métodos de detecção de ilhamento devem ser projetados de modo a atender simultaneamente aos requisitos de múltiplas normas técnicas, quando aplicável. Dessa forma, garante-se maior conformidade regulatória, robustez operacional

Tabela 2.2: Limites de tensão e tempo de detecção segundo a IEEE 929-2000

Tensão (RMS)	**Tempo de detecção (ciclos)**
$V < 60$	10
$60 \leq V < 106$	120
$106 \leq V < 132$	Operação normal
$132 \leq V < 165$	120
$V \geq 165$	2

Fonte: (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2000).

Tabela 2.3: Limites de frequência e tempo de detecção segundo a ABNT NBR IEC 62116

Frequência (Hz)	**Tempo de detecção (s)**
$f < 58{,}5$	1
$f > 61{,}5$	1

Fonte: (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2012).

Tabela 2.4: Limites de tensão e tempo de detecção segundo a ABNT NBR IEC 62116

Parâmetro	**Magnitude**	**Tempo (s)**
Sobretensão	115% da tensão nominal	2
Subtensão	85% da tensão nominal	2

Fonte: (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2012).

e possibilidade de validação do sistema em diferentes contextos normativos.

Outro requisito de elevada relevância na implementação de métodos de anti-ilhamento refere-se à qualidade da energia elétrica injetada na rede. Em inversores conectados à rede do tipo seguidores de tensão (*grid-following*), a corrente injetada deve apresentar elevado grau de conformidade senoidal, uma vez que esses equipamentos são usualmente projetados para operar com fator de potência unitário e baixa distorção harmônica.

A presença de componentes harmônicas na corrente pode implicar aumento das perdas por efeito Joule, elevação das perdas magnéticas nos indutores do filtro de saída Carga de resistores e indutores em série (RL), incremento da temperatura de operação dos semicondutores de potência e, consequentemente, redução da vida útil do conversor. Além disso, níveis elevados de distorção podem comprometer o atendimento aos requisitos normativos de conexão à rede.

A *Total Harmonic Distortion* (THD) da corrente é definida como a razão entre o valor eficaz das componentes harmônicas e o valor eficaz da componente fundamental, sendo

expressa por:

$$\mathrm{THD}_I(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \times 100 \tag{2.1}$$

Sendo I_1 o valor eficaz da componente fundamental da corrente e I_h o valor eficaz da harmônica de ordem h.

A distorção harmônica individual de cada ordem é definida como:

$$\mathrm{HD}_h(\%) = \frac{I_h}{I_1} \times 100 \tag{2.2}$$

No contexto regulatório, as normas (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2008; Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013) estabelecem que a THD da corrente injetada deve ser inferior a 5% em relação à componente fundamental, quando o inversor opera na potência nominal. Adicionalmente, cada componente harmônica individual deve respeitar os limites percentuais especificados na Tabela 2.5.

Tabela 2.5: Limites de distorção harmônica de corrente

Harmônicas ímpares	
Ordem	**Limite de distorção**
3ª a 9ª	$< 4{,}0\%$
11ª a 15ª	$< 2{,}0\%$
17ª a 21ª	$< 1{,}5\%$
23ª a 33ª	$< 0{,}6\%$
Harmônicas pares	
Ordem	**Limite de distorção**
2ª a 8ª	$< 1{,}0\%$
10ª a 32ª	$< 0{,}5\%$

Fonte: Adaptado de (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2008; Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013).

Cabe destacar que, em métodos ativos de anti-ilhamento, pequenas perturbações são deliberadamente introduzidas na corrente de saída com o objetivo de forçar instabilidade na condição ilhada. Todavia, tais perturbações devem ser cuidadosamente dimensionadas de modo a não comprometer os limites normativos de distorção harmônica durante a operação conectada à rede.

Além das normas técnicas internacionais e nacionais, concessionárias de energia elé-

trica estabelecem requisitos complementares para a conexão de sistemas de geração distribuída. Nesse contexto, a norma NDU15 da ENERGISA estabelece que os sistemas de geração devem operar em sincronismo com a rede elétrica e dentro de faixas específicas de frequência, tipicamente entre 59,9 Hz e 60,1 Hz em regime permanente, admitindo variações controladas em situações transitórias, desde que respeitados limites temporais e operacionais definidos.

Em condições de distúrbios na rede de distribuição, a microgeração deve assegurar que a frequência do sistema retorne, no intervalo máximo de 30 segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, de modo a restabelecer o equilíbrio entre geração e carga (Energisa, 2024).

Adicionalmente, em situações de falta na rede de distribuição, o sistema de geração distribuída deve ser desconectado em um tempo máximo de 2 segundos, não sendo permitido, em nenhuma hipótese, a operação em condição de ilhamento. Tais exigências reforçam a necessidade de sistemas de detecção de ilhamento rápidos, confiáveis e em conformidade com os requisitos normativos vigentes (Energisa, 2024).

2.3 Procedimento dos Ensaios de Anti-Ilhamento

No contexto da padronização dos ensaios de detecção de ilhamento, as normas IEEE 929-2000 e ABNT NBR IEC 62116:2012 estabelecem procedimentos técnicos específicos para a avaliação do desempenho de inversores conectados à rede elétrica no *Point of Common Coupling* (PCC). Tais procedimentos baseiam-se, de forma geral, na utilização de uma carga RLC em paralelo, a qual representa uma condição crítica de operação para a detecção do ilhamento, uma vez que pode dificultar a identificação dessa condição (OSHIRO, 2019).

Adicionalmente, os procedimentos normativos definem que essa carga deve ser sintonizada na frequência nominal do sistema, tipicamente 60 Hz, sendo utilizada como elemento principal nos ensaios de verificação da eficácia das técnicas de anti-ilhamento (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2000). Em conformidade com práticas experimentais mais recentes, recomenda-se ainda que a carga RLC seja ressonante na frequência nominal e adequadamente dimensionada em relação à potência do sistema sob ensaio, podendo ser aplicada tanto a inversores monofásicos quanto polifásicos, desde que respeitadas as

condições de balanceamento e operação especificadas (RESENDE et al., 2021).

A configuração da carga RLC é ajustada de modo que a frequência de ressonância coincida com a frequência nominal da rede, estabelecendo uma condição de equilíbrio entre a potência ativa e reativa fornecidas pelo inversor e a potência consumida pela carga local. Nessa condição, a potência líquida no PCC tende a valores próximos de zero, reduzindo significativamente as variações de tensão e frequência após a desconexão da rede principal.

Além disso, o fator de qualidade da carga, representado por (Q), é definido conforme critérios normativos, de modo a representar uma condição crítica de operação. Valores específicos de (Q) são adotados para garantir que o ensaio reproduza um cenário de difícil detecção, associado à chamada zona de não detecção, conhecida na literatura como *Non-Detection Zone* (NDZ). Nesse contexto, a atuação do sistema de proteção é avaliada sob condições adversas, assegurando maior robustez e confiabilidade ao método de detecção.

Com base nesse procedimento normativo, apresentam-se a seguir as expressões 2.3, 2.4, 2.5 e 2.6, utilizadas para a determinação dos parâmetros da carga RLC, de modo a assegurar a sintonia da frequência de ressonância e o atendimento aos requisitos estabelecidos pelas normas técnicas.

$$R = \frac{V_{rms}^2}{P} \tag{2.3}$$

$$L = \frac{V_{rms}^2}{2\pi f_0 Q_f P} \tag{2.4}$$

$$C = \frac{Q_f P}{2\pi f_0 V_{rms}^2} \tag{2.5}$$

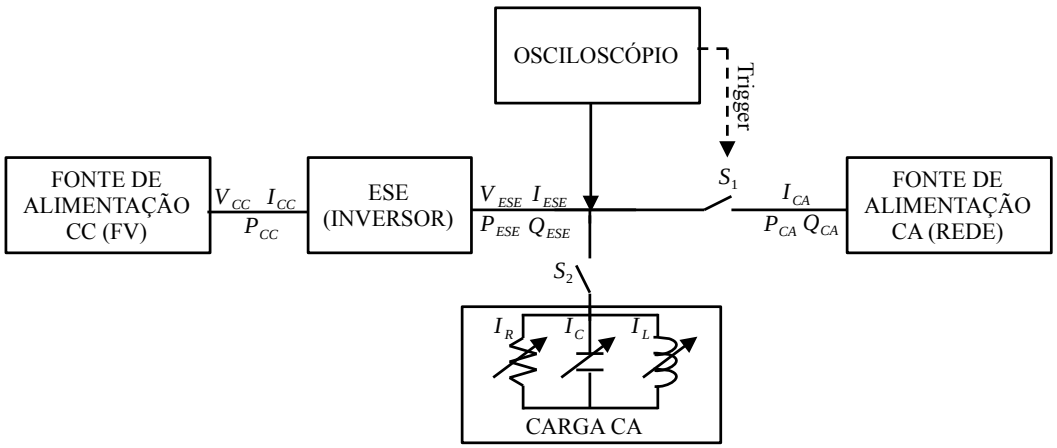
$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \tag{2.6}$$

sendo R a resistência da carga, L a indutância, C a capacitância, V_{rms} a tensão eficaz no ponto de acoplamento comum, P a potência ativa da carga, f_0 a frequência de ressonância e Q_f o fator de qualidade da carga.

Na Figura 2.1 apresenta-se o circuito de ensaio recomendado pelas normas para a realização dos testes de anti-ilhamento, evidenciando a conexão da fonte de geração dis-

tribuída, da carga RLC sintonizada e do dispositivo de seccionamento responsável pela simulação da desconexão da rede principal.

Figura 2.1: Ensaio sugerido pelas normas IEEE 929-2000 e ABNT NBR IEC 62116:2012



Fonte: (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2012).

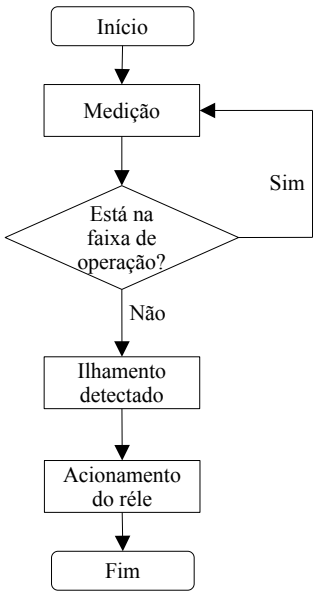
2.4 Métodos passivos de anti-ilhamento

Os métodos passivos de detecção de ilhamento destacam-se pela simplicidade de implementação e pelo caráter não invasivo. Diferentemente das técnicas ativas, esses métodos não introduzem perturbações intencionais na rede elétrica, preservando a qualidade da energia e mantendo os níveis de distorção harmônica dentro dos limites estabelecidos pelas normas técnicas.

Essas estratégias estão fundamentadas em normas consolidadas, como a IEEE 929-2000, a IEEE 1547, a UL 1741 e a ABNT NBR IEC 62116:2012. Tais documentos estabelecem critérios objetivos para parâmetros elétricos, como tensão e frequência, além de definirem os tempos máximos permitidos para a desconexão do sistema em condição de ilhamento. Na Figura 2.2 apresenta-se um diagrama esquemático do funcionamento dessas estratégias.

De modo geral, os métodos passivos utilizam relés de proteção configurados com as funções ANSI 27 (subtensão), 59 (sobretensão), 81U (subfrequência) e 81O (sobrefrequência). Os limiares de atuação são parametrizados conforme os valores estabelecidos pelas

Figura 2.2: Diagrama esquemático do funcionamento das estratégias passivas de anti-ilhamento



Fonte: Adaptado de (ISLAM; XU; RAHMAN, 2016; OSHIRO, 2019).

normas vigentes. Assim, quando ocorre um desequilíbrio entre geração e carga no instante do ilhamento — provocando variações significativas na tensão e/ou na frequência — o relé identifica a anormalidade e envia o comando de desligamento ao inversor, promovendo a desconexão da unidade geradora.

Considerando o circuito RLC proposto nas normas IEEE 929-2000 e ABNT NBR IEC 62116:2012, a potência ativa e a potência reativa líquidas no PCC são expressas por:

$$\Delta P = P_{RLC} - P_{FV} \tag{2.7}$$

$$\Delta Q = Q_{RLC} - Q_{FV} \tag{2.8}$$

Em que ΔP representa a potência ativa líquida no PCC, ΔQ a potência reativa líquida, P_{RLC} e Q_{RLC} correspondem, respectivamente, às potências ativa e reativa consumidas pela carga RLC, enquanto P_{FV} e Q_{FV} representam as potências fornecidas pelo sistema fotovoltaico.

Em condição de ilhamento, a potência ativa é predominantemente absorvida pelo elemento resistivo da carga RLC. Dessa forma, a tensão no ponto de acoplamento comum está diretamente relacionada à potência ativa líquida no PCC, conforme:

$$P_{RLC} = \frac{V_{PCC}^2}{R_{RLC}} \tag{2.9}$$

Por outro lado, a potência reativa é predominantemente absorvida pelo ramo LC do circuito. Nessas condições, a frequência do sistema torna-se diretamente dependente do balanço de potência reativa no PCC, sendo expressa por:

$$Q_{RLC} = V_{PCC}^2 \left(\frac{1}{\omega L} - \omega C \right) \tag{2.10}$$

sendo, V_{PCC} a tensão eficaz no ponto de acoplamento comum, ω a frequência angular do sistema, L a indutância e C a capacitância da carga.

Dessa forma, no instante do ilhamento, quando $\Delta P > 0$, a potência ativa demandada pela carga é superior à potência gerada pelo sistema fotovoltaico. Esse déficit de geração provoca a redução da tensão no PCC, caracterizando uma condição de subtensão.

Por outro lado, quando $\Delta P < 0$, a potência ativa gerada excede a potência consumida pela carga. Esse excedente de geração resulta na elevação da tensão no PCC, configurando uma condição de sobretensão.

A condição $\Delta Q > 0$ está associada a uma carga indutiva. Considerando $Q_{FV} \approx 0$, tem-se $Q_{RLC} > 0$, indicando que a rede fornece potência reativa à carga. Após a desconexão da rede, impõe-se $\Delta Q = 0$; para anular Q_{RLC}, é necessário reduzir a expressão $\left(\frac{1}{\omega L} - \omega C\right)$ da Equação 2.10, o que implica aumento da frequência angular ω. Essa elevação pode ser detectada pela função de sobrefrequência (ANSI 81O).

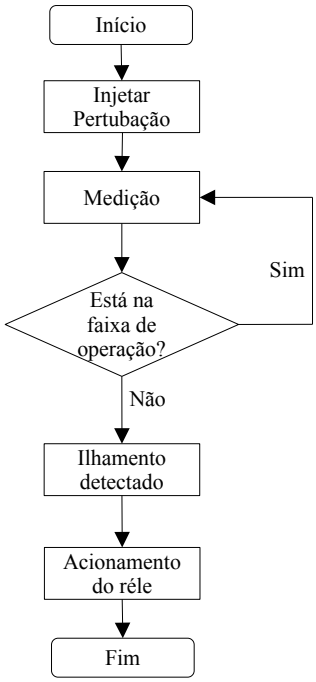
Por outro lado, quando $\Delta Q < 0$, a carga apresenta comportamento capacitivo e a rede passa a absorver potência reativa. Com o ilhamento, para restabelecer $\Delta Q = 0$, deve-se aumentar a expressão $\left(\frac{1}{\omega L} - \omega C\right)$, resultando na redução da frequência ω. Essa condição é detectada pela função de subfrequência (ANSI 81U).

2.5 Métodos Ativos de Anti-Ilhamento

Os métodos ativos de detecção de ilhamento apresentam como principal vantagem a redução da zona de não detecção *Non-Detection Zone* (NDZ) quando comparados aos métodos passivos. Na Figura 2.3 ilustra-se o diagrama esquemático geral das estratégias ativas aplicadas em sistemas distribuídos.

Em condições próximas ao equilíbrio entre a potência ativa gerada pelo inversor e a

Figura 2.3: Diagrama esquemático do funcionamento das estratégias ativas de anti-ilhamento



Fonte: Adaptado de (ISLAM; XU; RAHMAN, 2016; OSHIRO, 2019).

potência ativa consumida pela carga local, o desequilíbrio de potência tende a valores próximos de zero.

As variações de frequência e tensão no PCC tendem a ser pequenas após a perda da rede principal. Nessas circunstâncias, métodos passivos, caracterizados pelo monitoramento contínuo de grandezas elétricas no ponto de conexão, como tensão e frequência, e pelo desligamento do inversor diante da detecção de anormalidades por um determinado intervalo de tempo, podem não identificar a condição de ilhamento. Assim, métodos baseados em limites de subtensão/sobretensão (27/59) e subfrequência/sobrefrequência (81U/81O) podem falhar na detecção, caracterizando a NDZ (ROPP et al., 1999; IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2008; BRITO et al., 2018; RESENDE et al., 2021).

Os métodos ativos buscam mitigar esse problema introduzindo perturbações controladas na corrente injetada pelo inversor, modificando a dinâmica do sistema. Em inversores do tipo *grid-following*, que operam como fontes de corrente controladas, essa perturbação é tipicamente inserida na referência de corrente reprensada na seguinte expresão:

$$i_{ref}(t) = I^* \sin(\omega t + \phi + \delta), \tag{2.11}$$

em que δ representa a perturbação introduzida pelo algoritmo de anti-ilhamento. Quando a rede está presente, sua baixa impedância mantém a tensão e a frequência praticamente inalteradas, mesmo com a aplicação da perturbação. Entretanto, na condição de ilhamento, o sistema passa a ser determinado apenas pela interação entre o inversor e a carga local. Nesse caso, a perturbação introduzida pode provocar crescimento acumulativo do desvio de frequência ou tensão, até que os limites normativos sejam ultrapassados, permitindo a identificação da condição de ilhamento (RUTE; SVENSSON; BONGIORNO, 2010).

Apesar da redução significativa da NDZ, os métodos ativos apresentam maior complexidade de implementação e exigem cuidados adicionais quanto à qualidade de energia. A inserção de perturbações pode aumentar a *Total Harmonic Distortion* (THD) ou introduzir pequenas oscilações na rede, devendo permanecer dentro dos limites estabelecidos por normas como a IEEE 1547 (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2008). Portanto, o projeto desses métodos deve equilibrar robustez na detecção e conformidade com os requisitos de qualidade de energia.

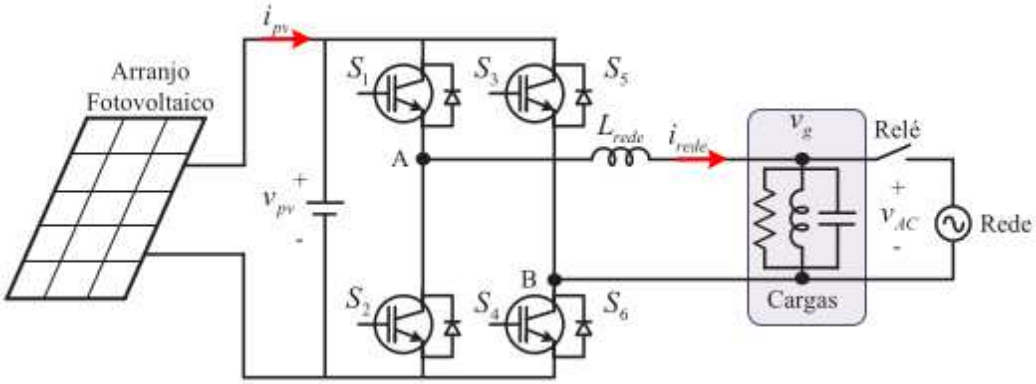
2.5.1 Injeção de Potência

O método de injeção de potência baseia-se na modificação controlada das correntes injetadas pelo inversor por meio das malhas de controle de potência ativa e/ou reativa. Em inversores conectados à rede e operando no modo *grid-following*, a potência entregue ao sistema elétrico é diretamente determinada pela corrente injetada no PCC. Assim, ao alterar a referência de corrente, altera-se também a potência transferida à rede.

Na Figura 2.4 apresenta-se o modelo de geração distribuída adotado neste trabalho, o qual serve como base para a implementação das estratégias de injeção de potência analisadas.

A dinâmica da corrente injetada na rede é obtida a partir da aplicação da Lei de Kirchhoff das Tensões (LKT) ao filtro de saída do conversor, resultando na expressão apresentada em:

Figura 2.4: Arranjo de geração distribuída utilizado no trabalho



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

$$m(t)V_{CC} - v_{ac}(t) = L\frac{di(t)}{dt} + Ri(t), \tag{2.12}$$

sendo $m(t)$ o índice de modulação, V_{CC} a tensão do barramento CC, $v_{ac}(t)$ a tensão no ponto de acoplamento comum, $i(t)$ a corrente injetada, L a indutância do filtro e R a resistência série equivalente.

Para a obtenção do modelo em pequenos sinais, as variáveis são decompostas em suas componentes de regime permanente e de perturbação, conforme descrito em (2.13)–(2.15):

$$m(t) = M + \tilde{m}(t), \tag{2.13}$$

$$i(t) = I + \tilde{i}(t), \tag{2.14}$$

$$v_{ac}(t) = V_{ac} + \tilde{v}_{ac}(t), \tag{2.15}$$

em que M, I e V_{ac} representam os valores de regime permanente das respectivas variáveis, enquanto $\tilde{m}(t)$, $\tilde{i}(t)$ e $\tilde{v}_{ac}(t)$ correspondem às componentes de pequenas perturbações.

Substituindo as expressões (2.13)–(2.15) em (2.12), obtém-se a forma expandida apresentada abaixo:

$$(M + \tilde{m})V_{CC} - (V_{ac} + \tilde{v}_{ac}) = L\frac{d(I + \tilde{i})}{dt} + R(I + \tilde{i}) \tag{2.16}$$

A separação dos termos de regime permanente e de perturbação em (2.16), desprezando produtos de pequenas perturbações, conduz à equação em pequenos sinais a partir de:

$$\tilde{m}(t)V_{CC} - \tilde{v}_{ac}(t) = L\frac{d\tilde{i}(t)}{dt} + R\tilde{i}(t) \tag{2.17}$$

Assumindo a rede como barramento infinito, ou seja, considerando $\tilde{v}_{ac}(t) = 0$ em (2.17), obtém-se a forma simplificada mostrada em:

$$\tilde{m}(t)V_{CC} = L\frac{d\tilde{i}(t)}{dt} + R\tilde{i}(t) \tag{2.18}$$

Aplicando a Transformada de Laplace à equação (2.18), sob condições iniciais nulas, chega-se à expressão apresentada em:

$$\tilde{m}(s)V_{CC} = (sL + R)\tilde{i}(s) \tag{2.19}$$

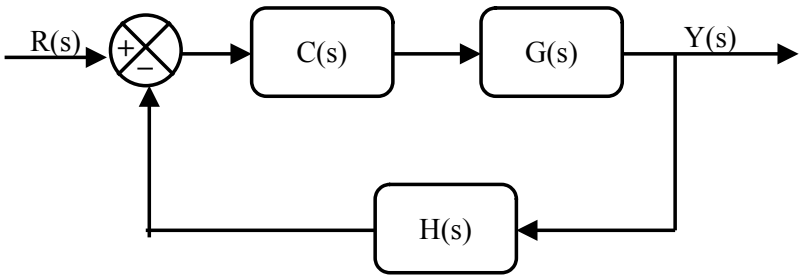
A partir de (2.19), a função de transferência entre a corrente injetada e o índice de modulação é dada por:

$$G_i(s) = \frac{\tilde{i}(s)}{\tilde{m}(s)} = \frac{V_{CC}}{sL + R} \tag{2.20}$$

sendo s a variável complexa no domínio de Laplace e $\tilde{m}(s)$ e $\tilde{i}(s)$ correspondem às transformadas de Laplace das respectivas variáveis no domínio do tempo.

A partir da função de transferência da corrente injetada em função do índice de modulação, torna-se possível realizar o projeto do controlador PI utilizando a técnica de resposta em frequência. O diagrama de controle considerado apresenta-se na Figura 2.5.

Figura 2.5: Diagrama de controle em malha fechada



Fonte: Autoria própria (2026).

Com base na Figura 2.5, a Função de Transferência de Laço Aberto Compensada é definida por (2.21), enquanto a Função de Transferência de Laço Aberto Não Compensada

é dada por (2.22):

$$FTLA_C(s) = C(s)G(s)H(s) \tag{2.21}$$

$$FTLA_{NC}(s) = G(s)H(s) \tag{2.22}$$

Para a análise em frequência, substitui-se $s = j\omega$ em $G(s)$, obtendo-se a representação no domínio da frequência conforme:

$$G(j\omega) = G(s)\big|_{s=j\omega} = (\Re\{G(j\omega)\} \ + j(\Im\{G(j\omega)\}) \tag{2.23}$$

em que $\Re\{G(j\omega)\}$ e $\Im\{G(j\omega)\}$ representam, respectivamente, as partes real e imaginária da função de transferência.

A forma polar correspondente é apresentada em:

$$G(j\omega) = |G(j\omega)|e^{j\varphi(\omega)} = |G(j\omega)|\angle\varphi(\omega) \tag{2.24}$$

O módulo e a fase são determinados por (2.25) e (2.26), respectivamente:

$$|G(j\omega)| = \sqrt{\Re\{G(j\omega)\}^2 + \Im\{G(j\omega)\}^2} \tag{2.25}$$

$$\varphi(\omega) = \tan^{-1}\left(\frac{\Im\{G(j\omega)\}}{\Re\{G(j\omega)\}}\right) \tag{2.26}$$

No caso da malha aberta compensada, sua representação no domínio da frequência é dada por:

$$FTLAC(j\omega) = C(j\omega) \cdot FTLANC(j\omega) \tag{2.27}$$

Enquanto a relação de fase correspondente é expressa por:

$$\angle FTLAC(j\omega) = \angle C(j\omega) + \angle FTLANC(j\omega) \tag{2.28}$$

Na frequência de cruzamento ω_c, impõe-se a condição de ganho unitário conforme:

$$|FTLAC(j\omega_c)| = 1 \tag{2.29}$$

Da condição estabelecida em (2.29), obtém-se a relação apresentada em:

$$C(j\omega_c) = \frac{1}{FTLANC(j\omega_c)} \tag{2.30}$$

A margem de fase é definida conforme:

$$MF = 180^\circ + \angle FTLAC(j\omega_c) \tag{2.31}$$

Substituindo (2.28) em (2.31), o ângulo necessário do controlador é obtido por meio de:

$$\angle C(j\omega_c) = MF - 180^\circ - \angle FTLANC(j\omega_c) \tag{2.32}$$

Considerando um controlador PI, sua função de transferência é dada por:

$$C(s) = K_c \frac{s + \omega_z}{s} \tag{2.33}$$

Em que K_c é o ganho proporcional do controlador e ω_z corresponde à frequência do zero do controlador PI. Substituindo $s = j\omega$ em (2.33), obtém-se:

$$C(j\omega) = K_c \frac{j\omega + \omega_z}{j\omega} \tag{2.34}$$

O módulo e a fase do controlador são dados por (2.35) e (2.36), respectivamente:

$$|C(j\omega)| = K_c \frac{\sqrt{\omega^2 + \omega_z^2}}{\omega} \tag{2.35}$$

$$\angle C(j\omega) = \tan^{-1}\left(\frac{\omega}{\omega_z}\right) - 90^\circ \tag{2.36}$$

Finalmente, substituindo (2.35) em (2.30) e (2.36) em (2.32), obtêm-se as expressões para o cálculo dos parâmetros do controlador PI:

$$K_c = \frac{\omega_c}{\sqrt{\omega_c^2 + \omega_z^2}} \cdot \frac{1}{|FTLANC(j\omega_c)|} \tag{2.37}$$

$$\omega_z = \frac{\omega_c}{\tan\left[MF - 90^\circ - \angle FTLANC(j\omega_c)\right]} \tag{2.38}$$

2.5.2 Injeção de Potência Reativa

A detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída é fundamental para garantir a segurança operacional e a conformidade com normas técnicas. Técnicas de detecção de ilhamento baseadas em perturbações controladas (métodos ativos) têm sido amplamente estudadas para reduzir a zona de não detecção e melhorar a rapidez de detecção em sistemas inverter-based (JALIL; ISHTIAQUE; ARIF, 2023b; MUMTAZ; AL., 2023).

Neste contexto, o referencial síncrono dq permite uma modelagem conveniente do sistema, possibilitando o desacoplamento entre potência ativa e reativa, o que é essencial para a implementação de tais estratégias (KRAUSE; AL., 2017). A Transformada de Park é comumente empregada para converter grandezas trifásicas em componentes DC no referencial rotativo (KRAUSE; AL., 2017).

O método de injeção de potência reativa baseia-se na introdução intencional de uma perturbação de corrente no PCC. Quando o sistema está conectado à rede elétrica, esta atua como uma barra infinita, absorvendo tais perturbações. Em caso de ilhamento, a ausência da rede provoca variações significativas na tensão e na frequência local (AZZAOUI, 2021).

A Transformada de Park converte as grandezas trifásicas do sistema (abc) em um referencial rotativo síncrono ($dq0$), facilitando a análise de sistemas de potência e controle (KRAUSE; AL., 2017):

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \tag{2.39}$$

Em que v_a, v_b e v_c representam as tensões de fase no referencial trifásico, enquanto v_d, v_q e v_0 correspondem às componentes no referencial síncrono. De forma análoga, para as correntes (KRAUSE; AL., 2017):

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \tag{2.40}$$

sendo $\theta = \omega t$ o ângulo elétrico do referencial síncrono. Em sistemas equilibrados, as componentes de sequência zero, v_0 e i_0, são nulas. A potência instantânea no sistema

trifásico é definida por:

$$p(t) = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \tag{2.41}$$

Substituindo as grandezas transformadas e utilizando a ortogonalidade das funções seno e cosseno, obtém-se:

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q), \quad Q = \frac{3}{2}(v_q i_d - v_d i_q) \tag{2.42}$$

Ressalta-se que os termos trigonométricos presentes na transformação não desaparecem, mas são absorvidos na mudança de referencial. Em regime permanente, graças à ortogonalidade de seno e cosseno, tais termos se cancelam, permitindo que a potência seja representada por valores constantes no referencial dq (KRAUSE; AL., 2017).

Considerando o alinhamento do eixo d com o vetor de tensão da rede ($v_q = 0$), as expressões podem ser simplificadas:

$$P = \frac{3}{2} v_d i_d, \quad Q = -\frac{3}{2} v_d i_q \tag{2.43}$$

A detecção de ilhamento é realizada modulando a corrente no eixo q:

$$i_q = i_q^* + \Delta i_q \tag{2.44}$$

sendo Δi_q a perturbação de injeção de potência reativa, enquanto i_q^* é a referência nominal de corrente.

A variação de potência reativa associada a essa perturbação é:

$$\Delta Q = -\frac{3}{2} v_d \Delta i_q \tag{2.45}$$

Quando conectado à rede, a baixa impedância absorve a perturbação, não alterando significativamente a tensão. Em caso de ilhamento, a impedância vista pelo inversor aumenta, provocando variações de tensão significativas:

$$Q \propto V^2 \tag{2.46}$$

Tais variações podem ser utilizadas como critério de detecção, monitorando-se:

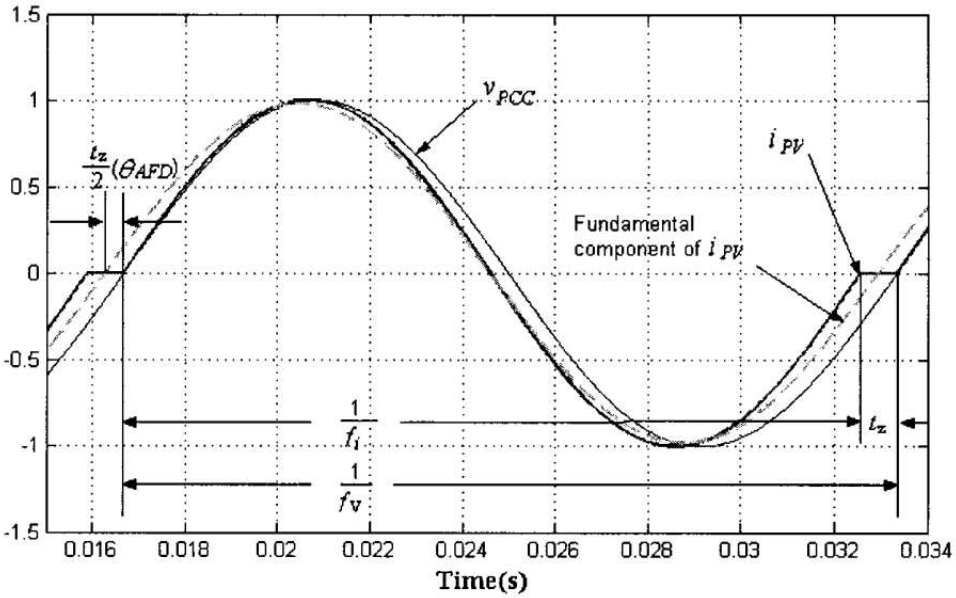
$$|\Delta V| > V_{lim} \quad \text{ou} \quad |\Delta f| > f_{lim} \tag{2.47}$$

Dessa forma, a utilização do referencial *dq* permite o controle desacoplado de potência ativa e reativa, facilitando a implementação eficiente do método ativo de detecção de ilhamento via injeção de potência reativa (JALIL; ISHTIAQUE; ARIF, 2023b; AZZAOUI, 2021).

2.5.3 Desvio Ativo de Frequência

No método *Active Frequency Drift* (AFD) para detecção de ilhamento (IDM), a forma de onda da corrente do inversor é levemente distorcida, conforme ilustrado na Figura 2.6. O método pode ser implementado incluindo um segmento de corrente nula constante t_z (ROPP et al., 1999; HUILI, 2005).

Figura 2.6: Formas de onda da corrente na estratégia ativa AFD



Fonte: Adaptado de (ROPP et al., 1999; HUILI, 2005).

Na estratégia ativa AFD, a distorção introduzida na corrente do inversor não é significativa enquanto o sistema permanece conectado à rede elétrica. Nessa condição, a rede apresenta baixa impedância e comporta-se como uma barra infinita, impondo uma tensão com amplitude, frequência e fase bem definidas no PCC.

Consequentemente, tanto a carga quanto o inversor operam sob uma referência de ten-

são estável. O inversor, por meio do sistema de sincronização *Phase-Locked Loop* (PLL), ajusta-se continuamente à rede, garantindo que sua corrente injetada esteja sincronizada em frequência e fase com a tensão da rede.

Entretanto, no instante em que ocorre o ilhamento e a referência de tensão da rede é perdida, o sistema deixa de estar sujeito à rigidez imposta pela barra infinita. Nesse cenário, as pequenas distorções introduzidas intencionalmente pelo algoritmo AFD passam a influenciar a dinâmica do sistema isolado, provocando perturbações na frequência e na amplitude da tensão no *Point of Common Coupling* (PCC). Essas variações tendem a se amplificar ao longo do tempo, permitindo a detecção da condição de ilhamento.

Na expressão 2.48 apresenta-se a equação da corrente na saída do inversor sob a ação do método AFD. Antes da ocorrência do ilhamento, tem-se $\Delta f = 0$, ou seja, o inversor permanece sincronizado com a rede. Após o ilhamento, $\Delta f \neq 0$, caracterizando o desvio intencional de frequência imposto pelo algoritmo.

$$i_{pv} = I \sin\left[2\pi(f + \Delta f)t\right], \tag{2.48}$$

A partir da análise gráfica das formas de onda, é possível determinar o ângulo θ_{AFD}, parâmetro fundamental para o mapeamento da NDZ. Observa-se uma relação proporcional entre os intervalos angulares e temporais dos sinais, conforme descrito na expressão:

$$\frac{\theta_{AFD}}{2\pi} = \frac{T_z/2}{T_v} \tag{2.49}$$

Para determinar o ângulo θ_{AFD}, é necessário expressar T_z em função da frequência, conforme apresentado em 2.50.

$$T_z = \frac{1}{f} - \frac{1}{f + \Delta f} \tag{2.50}$$

Substituindo a expressão 2.50 em 2.49 e realizando as devidas manipulações algébricas, obtém-se a expressão final 2.51, que representa o ângulo característico do método AFD:

$$\theta_{AFD} = \frac{\pi \Delta f}{f + \Delta f} \tag{2.51}$$

Destaca-se que o parâmetro T_z deve ser definido de forma que a *Total Harmonic Distortion* (THD) da corrente não ultrapasse os limites estabelecidos pelas normas técnicas

aplicáveis. Além disso, a eficácia do método está diretamente relacionada às características da carga conectada ao sistema. Dependendo de seu comportamento predominante (resistivo, indutivo ou capacitivo), a resposta dinâmica do sistema isolado será distinta, influenciando diretamente o desempenho da estratégia AFD na detecção do ilhamento.

2.5.4 Desvio ativo de frequência com realimentação positiva

O método *Sandia Frequency Shift* (SFS) constitui uma técnica ativa de detecção de ilhamento baseada na inserção controlada de um segmento de corrente nula em cada semiciclo da corrente injetada pelo inversor. Essa modificação periódica da forma de onda introduz uma assimetria temporal que altera a componente fundamental da corrente, produzindo um deslocamento angular dependente da frequência do *Point of Common Coupling* (PCC) (HUILI, 2005; BRITO et al., 2018).

A forma de onda característica do método SFS é obtida por meio da supressão controlada da corrente em pequenos intervalos de tempo distribuídos ao longo de cada ciclo fundamental. Em termos temporais, a cada semiciclo da corrente injetada impõe-se uma janela de duração t_z na qual a corrente assume valor nulo. Seja T_v o período da tensão no PCC. Considerando que dois intervalos de supressão ocorrem a cada período completo, pode-se quantificar a fração do ciclo na qual não há condução por meio da relação:

$$cf = \frac{2t_z}{T_v}, \tag{2.52}$$

na qual o parâmetro cf expressa a proporção temporal de não injeção de corrente ao longo de um ciclo. Trata-se, portanto, de uma medida adimensional que relaciona a duração acumulada dos intervalos de corrente nula ao período da grandeza de sincronização.

No método SFS, essa razão temporal não permanece constante, sendo ajustada conforme a frequência instantânea medida no PCC. Em torno da frequência nominal f_g, pode-se representar tal dependência por uma aproximação linear expressa em:

$$cf(f) = cf_0 + k_{sfs}(f - f_g) \tag{2.53}$$

Em que cf_0 corresponde ao valor assumido em regime nominal e k_{sfs} define a sensibilidade do parâmetro em relação ao desvio de frequência. Essa modelagem linear é válida para pequenas variações em torno do ponto de operação e permite interpretar o método

como um mecanismo de realimentação proporcional ao erro de frequência.

A modificação temporal introduzida na corrente altera sua decomposição em série de Fourier. Em particular, a ausência de simetria perfeita na forma de onda faz com que a componente fundamental apresente um deslocamento angular em relação à tensão do PCC. A partir da análise geométrica do ciclo, verifica-se que o efeito predominante da inserção de uma janela de duração t_z equivale, na componente fundamental, a um deslocamento temporal efetivo próximo de $t_z/2$ por semiciclo.

Admitindo frequência angular $\omega = 2\pi f$, o correspondente deslocamento de fase pode ser estimado pela equação:

$$\theta_{SFS} \approx \omega \frac{t_z}{2} \tag{2.54}$$

Substituindo a expressão de t_z obtida a partir de (2.52),

$$t_z = \frac{cf\, T_v}{2}, \tag{2.55}$$

e lembrando que $T_v = 1/f$, resulta

$$\theta_{SFS}(f) = \omega \frac{cf}{4f}. \tag{2.56}$$

Empregando $\omega = 2\pi f$, obtém-se finalmente

$$\theta_{SFS}(f) = \frac{\pi}{2} cf(f), \tag{2.57}$$

evidenciando que o deslocamento angular da componente fundamental é diretamente proporcional à fração temporal de supressão de corrente.

Como $cf(f)$ varia com a frequência segundo (2.53), estabelece-se uma relação funcional entre desvio de frequência e defasagem da corrente injetada. Em regime conectado, a frequência é rigidamente imposta pela rede, de modo que pequenas alterações na fração temporal de supressão não produzem variações perceptíveis no valor de frequência do sistema. Contudo, na ausência da rede principal, a frequência passa a depender exclusivamente do equilíbrio entre potência fornecida pelo inversor e potência absorvida pela carga local. O deslocamento angular introduzido modifica a potência ativa transferida, alterando a condição de equilíbrio e deslocando o ponto de operação original.

Sob o ponto de vista dinâmico, o acoplamento entre frequência e deslocamento de fase introduz um mecanismo regenerativo: uma pequena variação de frequência implica ajuste na fração de supressão temporal, que altera a componente fundamental da corrente e, consequentemente, o fluxo de potência ativa, ampliando o desvio inicial. Esse processo persiste até que os limites de proteção sejam ultrapassados, caracterizando a detecção do ilhamento.

O desempenho do método está associado à escolha apropriada de cf_0 e k_{sfs}. Valores mais elevados ampliam a sensibilidade ao desvio de frequência, reduzindo a região de equilíbrio possível em condição ilhada, porém podem aumentar a distorção harmônica e introduzir perturbações adicionais durante a operação normal. Assim, o dimensionamento desses parâmetros deve considerar simultaneamente estabilidade, qualidade de energia e rapidez de detecção.

2.5.5 Desvio de Frequência no Modo Escorregamento

O método *Slip Mode Frequency Shift* (SMS) constitui uma técnica ativa de detecção de ilhamento baseada na modulação controlada do ângulo de fase da corrente injetada pelo inversor em função do desvio de frequência observado no *Point of Common Coupling* (PCC). Sua concepção fundamenta-se na introdução deliberada de uma perturbação dinâmica dependente da frequência, com o objetivo de modificar as condições de equilíbrio do sistema quando ocorre a desconexão da rede principal (HUILI, 2005; BRITO et al., 2018; TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011; LIU et al., 2010).

Considerando a operação de um inversor conectado à rede elétrica, a corrente de referência pode ser descrita pela expressão:

$$i_{pv}(t) = I \sin(2\pi f t + \theta_{SMS}) \tag{2.58}$$

em que I representa a amplitude da corrente injetada, f corresponde à frequência medida no PCC e θ_{SMS} denota o deslocamento angular imposto pelo algoritmo de detecção. Na condição de operação normal, a rede elétrica impõe sua frequência nominal, de modo que o desvio em relação à frequência de referência é praticamente nulo, resultando em um valor desprezível para o deslocamento angular adicional.

A essência do método reside na definição funcional do ângulo θ_{SMS} como uma função

não linear do desvio de frequência. Essa relação pode ser modelada pela equação:

$$\theta_{SMS} = \frac{2\pi}{360}\theta_m \sin\left(\frac{\pi}{2}\frac{f - f_g}{f_m - f_g}\right) \tag{2.59}$$

sendo f_g a frequência nominal da rede, f_m é a frequência na qual ocorre o deslocamento angular máximo e θ_m corresponde ao valor máximo do deslocamento angular, originalmente definido em graus e convertido para radianos pelo fator $\frac{2\pi}{360}$.

Do ponto de vista dinâmico, a inserção desse termo angular implica uma alteração direta na relação entre potência ativa e diferença de fase entre tensão e corrente no PCC. Sabe-se que a potência ativa instantânea é proporcional ao cosseno da defasagem entre essas grandezas. Dessa forma, qualquer variação sistemática no ângulo de corrente provoca uma modificação no balanço de potência ativa entregue à carga local. Enquanto o sistema permanece conectado à rede, a elevada rigidez da fonte principal absorve essa perturbação sem que ocorram variações significativas de frequência.

Entretanto, na condição de ilhamento, a frequência passa a ser determinada exclusivamente pela interação entre o inversor e a carga local, tipicamente modelada como um circuito RLC. Nesse regime, o deslocamento angular introduzido pelo método SMS altera o equilíbrio entre potência ativa fornecida e potência consumida. Caso ocorra um pequeno desvio de frequência, o termo senoidal definido em (2.59) produz um deslocamento adicional de fase que reforça esse desvio, caracterizando um mecanismo de realimentação dependente da frequência. Como consequência, o ponto de operação originalmente estável torna-se dinamicamente instável, levando a frequência a divergir progressivamente até ultrapassar os limites estabelecidos pelos sistemas de proteção.

Sob a perspectiva de análise em regime permanente, observa-se que a função senoidal empregada na definição de θ_{SMS} garante continuidade e suavidade na transição do deslocamento angular, evitando descontinuidades abruptas que poderiam comprometer a qualidade de energia durante a operação conectada. Além disso, a limitação do ângulo máximo por meio do parâmetro θ_m permite controlar a intensidade da perturbação inserida no sistema, estabelecendo um compromisso entre sensibilidade de detecção e impacto na operação normal.

Do ponto de vista matemático, a dependência não linear entre deslocamento angular e desvio de frequência introduz uma característica de inclinação variável na curva potência-frequência do sistema ilhado. Essa modificação altera a condição de equilíbrio

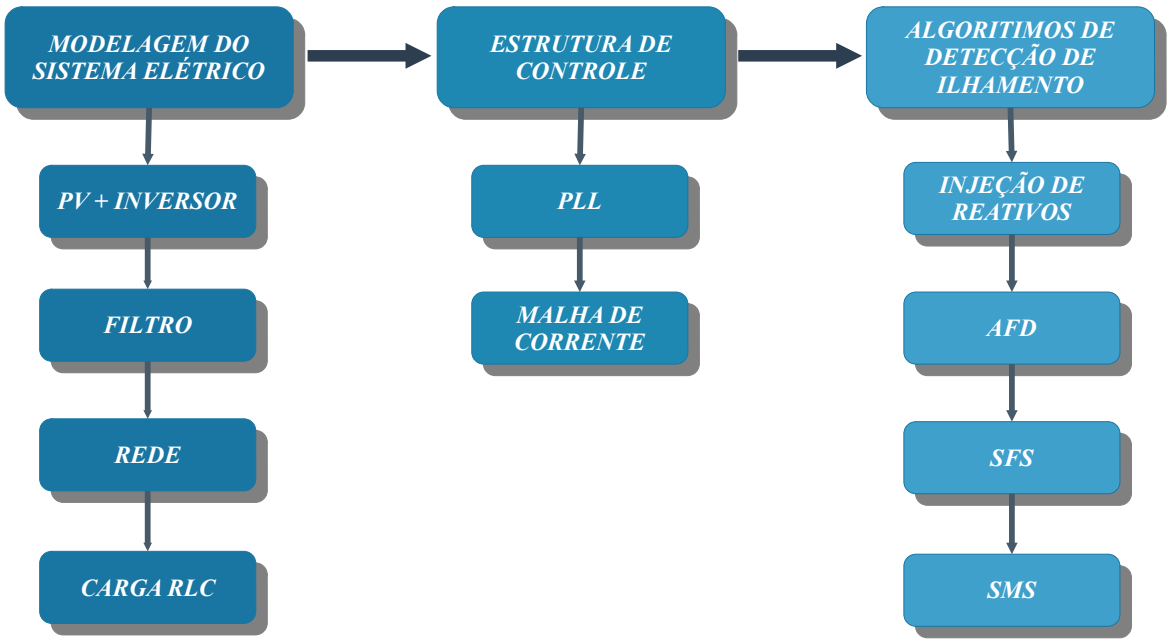
originalmente associada à interseção entre a curva de potência do inversor e a curva de potência da carga, reduzindo a região em que ambas podem se igualar sob pequenas variações de frequência. Assim, o método SMS atua indiretamente sobre a dinâmica da frequência por meio da manipulação do fluxo de potência ativa.

Portanto, o método pode ser interpretado como uma estratégia de perturbação adaptativa cuja atuação é condicionada à magnitude do desvio de frequência, promovendo instabilidade controlada apenas na ausência da rede principal. Sua efetividade está diretamente associada ao adequado dimensionamento dos parâmetros f_m e θ_m, bem como à precisão do sistema de estimação de frequência empregado no controle do inversor.

3 - Metodologia

Nesta seção apresenta-se a metodologia adotada para a implementação das estratégias ativas de detecção de ilhamento. Na Figura 3.1 apresenta-se, de forma esquemática, a organização geral do procedimento metodológico empregado, estruturado em três etapas principais correspondentes à modelagem do sistema elétrico, à definição da estrutura de controle e à implementação dos algoritmos de detecção do ilhamento.

Figura 3.1: Diagrama esquemático da metodologia adotada para implementação das estratégias de detecção de ilhamento.



Fonte: Autoria própria (2026).

Conforme ilustrado na Figura 3.1, a metodologia tem início com a modelagem do sistema de geração distribuída conectado à rede elétrica, contemplando o subsistema de geração, o estágio de interface com a rede, o filtro de saída, o PCC, a rede elétrica e a carga local. Essa etapa é responsável por estabelecer o ambiente de simulação no qual as estratégias de detecção de ilhamento são posteriormente implementadas.

Na sequência, é apresentada a estrutura de controle do inversor, composta pelo sistema de sincronização com a rede, implementado por meio de um Phase-Locked Loop *Phase-Locked Loop* (PLL), e pela malha de controle de corrente. Essa estrutura constitui a base sobre a qual os algoritmos de detecção atuam, garantindo o correto condicionamento das

variáveis elétricas e o controle da corrente injetada na rede.

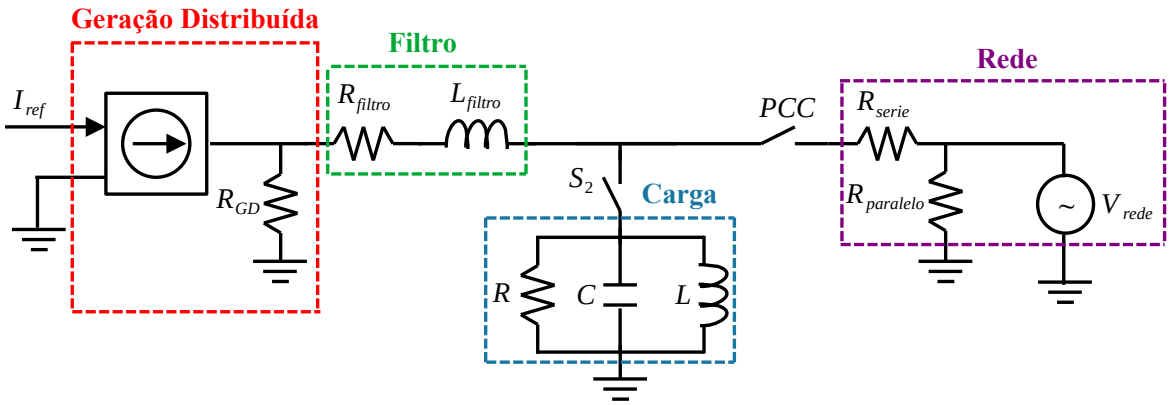
Por fim, são implementados os algoritmos ativos de detecção de ilhamento, os quais modificam determinadas variáveis de controle com o objetivo de provocar desvios controlados nas condições elétricas do sistema, permitindo a identificação da operação em ilhamento. Em caso de detecção, o algoritmo responsável envia o comando para a abertura do dispositivo de interconexão no PCC, promovendo a desconexão do sistema da rede elétrica.

Os detalhes de modelagem, parametrização e implementação de cada um dos blocos apresentados serão descritos nas subseções seguintes, mantendo a organização estrutural indicada na Figura 3.1.

3.1 Modelagem do Sistema Elétrico

Para a realização das simulações, foi desenvolvida a modelagem do sistema elétrico com base nos procedimentos de ensaio recomendados pelas normas IEEE 929-2000 e ABNT NBR IEC 62116:2012, amplamente utilizadas na avaliação de métodos de detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída.

Figura 3.2: Sistema elétrico utilizado nas simulações realizadas.



Fonte: Autoria própria (2026).

Na Figura 3.2 apresenta-se o sistema empregado nas simulações, o qual é composto por quatro blocos principais: geração distribuída, filtro de conexão, carga local e rede elétrica.

O bloco de geração distribuída compreende o subsistema de conversão responsável pela injeção de corrente na rede. Esse bloco opera como seguidor de rede, necessitando de uma estrutura de sincronização para o correto alinhamento de fase com a tensão de referência. Para tal, utiliza-se uma malha de controle de corrente associada a um sistema de sincronização baseado em PLL, permitindo o rastreamento da fase da rede e o controle da corrente injetada. Nesse contexto, o conjunto é modelado como uma fonte de corrente controlada, cuja referência é fornecida pelos algoritmos de detecção de ilhamento.

Adicionalmente, foi inserido um elemento resistivo em paralelo ao barramento CC com a finalidade de representar perdas intrínsecas não explicitamente modeladas, tais como perdas dielétricas do capacitor, correntes de fuga e dissipações internas do conversor. Do ponto de vista dinâmico, a presença desse elemento introduz amortecimento ao sistema, evitando que o barramento seja representado como um circuito puramente reativo, o que poderia resultar em oscilações sustentadas ou comportamento idealizado. Sob a perspectiva numérica, o caminho resistivo contribui para melhorar a condição de convergência do solucionador, prevenindo singularidades associadas a nós puramente capacitivos durante transitórios.

No bloco do filtro, foi considerado um filtro Carga de resistores e indutores em série (RL) conectado à saída do inversor, cuja função é atenuar os componentes de alta frequência decorrentes do chaveamento dos dispositivos semicondutores, contribuindo para a melhoria da qualidade da corrente injetada na rede.

O bloco da carga é representado por uma carga RLC ajustada em condição próxima à ressonância, conforme recomendado pelas normas. Essa configuração representa o caso mais crítico para a detecção de ilhamento, caracterizado pelo equilíbrio entre a potência gerada e a potência consumida, dificultando a identificação da perda da rede.

Por fim, o bloco que representa a rede elétrica foi modelado por meio de uma fonte de tensão ideal associada a elementos resistivos que representam as impedâncias equivalentes do sistema, proporcionando maior fidelidade à simulação. Na Tabela 3.1 apresentam-se os principais parâmetros adotados.

Tabela 3.1: Parâmetros do sistema de geração distribuída e da carga local.

Parâmetro	**Valor**
Tensão do Barramento CC (V_{CC})	400,0 V
Tensão Eficaz da Rede (V_{RMS})	220,0 V
Frequência da Rede (f_{rede})	60,0 Hz
Frequência de Chaveamento (f_s)	30,0 kHz
Indutância da Carga (L)	128,4 mH
Capacitância da Carga (C)	54,8 μF
Resistência da Carga (R)	48,4 Ω
Filtro CA de Conexão (L_{rede})	5,0 mH
Filtro CA de Conexão (R_{rede})	0,1 Ω

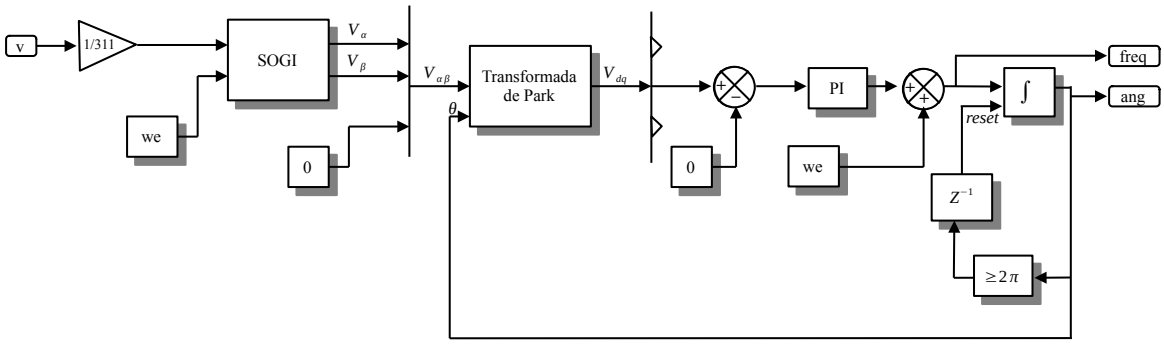
Fonte: Autoria própria (2026).

3.2 Estrutura de controle

3.2.1 Implementação do PLL baseado em SOGI-SRF

Nesta seção apresenta-se a implementação do sistema de sincronização com a rede elétrica PLL adotado neste trabalho (ver Figura 3.3). A estrutura utilizada é baseada na associação entre o *Second Order Generalized Integrator* (SOGI) e o PLL em referencial síncrono (SRF), solução amplamente empregada em aplicações de conversores conectados à rede.

Figura 3.3: Diagrama em blocos da implementação do SOGI-SRF-PLL em ambiente de simulação.



Fonte: Autoria própria (2026).

Inicialmente, o sinal de tensão da rede é normalizado para adequação à faixa de processamento digital. Em seguida, esse sinal é aplicado ao bloco SOGI, responsável pela

geração de duas componentes ortogonais no referencial estacionário, representadas por v_α e v_β. Essas componentes correspondem à versão filtrada da tensão de entrada e sua componente em quadratura, formando o vetor de tensão no plano $\alpha\beta$.

As componentes obtidas são transformadas para o referencial síncrono por meio da transformação de Park, utilizando o ângulo elétrico estimado θ_e. De forma matricial, essa etapa pode ser representada por:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta_e & \sin\theta_e \\ -\sin\theta_e & \cos\theta_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \tag{3.1}$$

A componente em quadratura v_q é utilizada como sinal de erro da malha de sincronização, sendo o objetivo do controle impor:

$$v_q \to 0 \tag{3.2}$$

O sinal de erro é aplicado a um controlador proporcional-integral (PI) discreto, cuja saída corresponde à frequência angular estimada da rede:

$$\omega_e = \omega_0 + K_p v_q + K_i \int v_q \, dt \tag{3.3}$$

onde ω_0 representa a frequência nominal e K_p e K_i são os ganhos do controlador.

A frequência estimada é então integrada numericamente para obtenção do ângulo elétrico:

$$\theta_e[k] = \theta_e[k-1] + T_s \cdot \omega_e[k] \tag{3.4}$$

em que T_s é o período de amostragem. Para garantir estabilidade numérica, é implementada uma rotina de limitação angular, mantendo θ_e no intervalo $[0, 2\pi)$.

Por fim, a frequência estimada ω_e é realimentada ao bloco SOGI, ajustando sua sintonia de forma dinâmica e permitindo o acompanhamento de variações de frequência da rede.

A implementação foi realizada em ambiente de simulação discreta, utilizando blocos equivalentes aos empregados em controladores digitais de conversores estáticos. A metodologia descrita possibilita a estimação simultânea do ângulo e da frequência da rede elétrica a partir de uma única medição de tensão monofásica, apresentando desempenho

adequado para aplicações em sistemas de geração distribuída e inversores conectados à rede.

3.3 Malha de Corrente

Nesta seção apresenta-se a modelagem da planta da malha de corrente e o procedimento adotado para a determinação dos ganhos do controlador proporcional-integral (PI). As expressões são numeradas e referenciadas ao longo do texto para maior rigor metodológico.

3.3.1 Modelagem da planta

A dinâmica da corrente injetada na rede é descrita a partir da equação diferencial do circuito equivalente formado pela ponte inversora e pelo indutor de acoplamento. Assim, conforme expresso :

$$mv_{CC} - v_{ac} = L_{rede}\frac{di_{rede}}{dt} + R_{rede}i_{rede} \tag{3.5}$$

sendo m o índice de modulação e v_{CC} a tensão do barramento CC.

Aplicando análise de pequenos sinais à expressão (3.5) e considerando a tensão da rede como perturbação, obtém-se a função de transferência da planta, apresentada em:

$$G_i(s) = \frac{i_{rede}(s)}{m(s)} = \frac{v_{CC}}{sL_{rede} + R_{rede}} \tag{3.6}$$

Os parâmetros utilizados no projeto são definidos em:

$$L_{rede} = 5{,}0 \times 10^{-3}\ \text{H} \tag{3.7}$$

$$R_{rede} = 0{,}1\ \Omega \tag{3.8}$$

$$v_{CC} = 400\ \text{V} \tag{3.9}$$

Substituindo (3.7)–(3.9) em (3.6), obtém-se a forma numérica da planta, conforme:

$$G_i(s) = \frac{400}{0{,}005s + 0{,}1} \tag{3.10}$$

A expressão (3.10) pode ser reescrita na forma fatorada apresentada em (3.11), evidenciando o polo dominante da planta:

$$G_i(s) = \frac{80000}{s + 20} \tag{3.11}$$

Observa-se, a partir de (3.11), que o polo da planta localiza-se em -20 rad/s, conforme indicado explicitamente em:

$$p = -\frac{R_{rede}}{L_{rede}} = -20 \text{ rad/s} \tag{3.12}$$

3.3.2 Projeto do controlador PI

O controlador PI adotado é descrito pela expressão:

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \tag{3.13}$$

A função de transferência em malha aberta é, portanto, dada por (3.14):

$$G_{MA}(s) = C(s)G_i(s) \tag{3.14}$$

A frequência de cruzamento da malha mais lenta foi definida abaixo da frequência de chaveamento de 30 kHz, de modo a não interferir no desempenho da malha de controle de corrente, conforme mostrado em:

$$f_c = 2{,}5 \text{ kHz} \tag{3.15}$$

Convertendo-se a frequência especificada em (3.15) para rad/s, conforme (3.16) e (3.17), obtém-se:

$$\omega_c = 2\pi f_c \tag{3.16}$$

$$\omega_c \approx 15708 \text{ rad/s} \tag{3.17}$$

Como $\omega_c \gg 20$ (polo identificado em (3.12)), a magnitude da planta na frequência de cruzamento pode ser aproximada pela expressão:

$$|G_i(j\omega_c)| \approx \frac{80000}{\omega_c} \approx 5{,}09 \tag{3.18}$$

Impondo a condição de cruzamento unitário descrita em:

$$|C(j\omega_c)G_i(j\omega_c)| = 1 \tag{3.19}$$

e considerando o comportamento predominantemente proporcional do controlador na frequência ω_c, obtém-se a relação apresentada em:

$$K_p \cdot 5{,}09 = 1 \tag{3.20}$$

da qual resulta o valor aproximado de K_p, conforme:

$$K_p \approx 0{,}196 \tag{3.21}$$

Para compensar o polo da planta identificado em (3.12), o zero do controlador é posicionado de modo que a relação entre os ganhos satisfaça:

$$\frac{K_i}{K_p} = \frac{R_{rede}}{L_{rede}} \tag{3.22}$$

Substituindo os valores definidos em (3.7) e (3.8) na expressão (3.22), obtém-se:

$$\frac{K_i}{K_p} = 20 \tag{3.23}$$

Finalmente, a partir de (3.21) e (3.23), determina-se o ganho integral conforme:

$$K_i = 20K_p \approx 3{,}92 \tag{3.24}$$

Os valores finais de K_p e K_i, obtidos por meio das etapas descritas entre (3.20) e (3.24), garantem a frequência de cruzamento especificada em (3.15) e margem de fase adequada para a malha de corrente.

3.4 Algoritmos de Detecção de Ilhamento

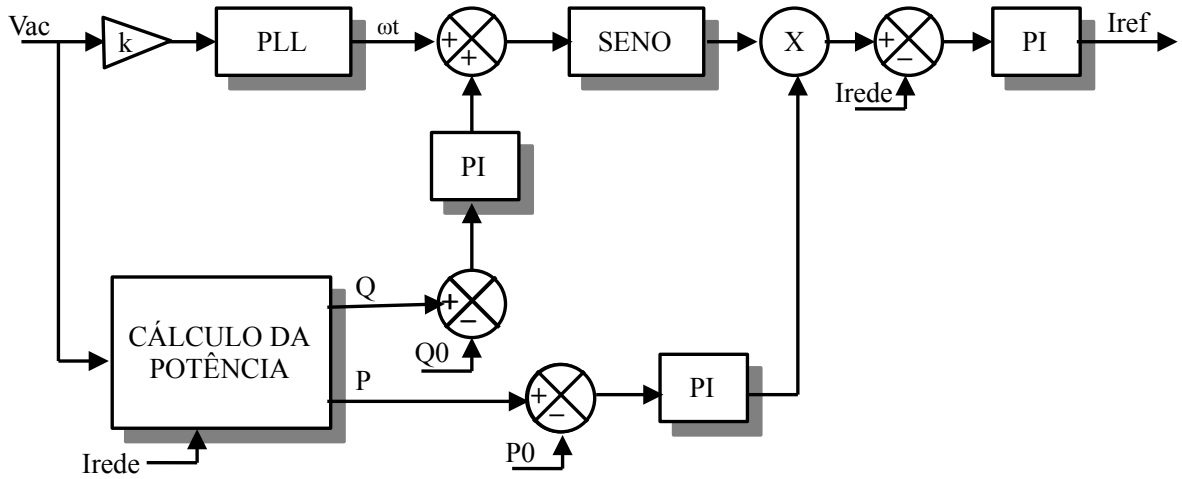
Nesta seção apresentam-se as estratégias ativas de detecção de ilhamento implementadas em ambiente de simulação no *MATLAB/Simulink*, com ênfase na modelagem dinâmica, na estrutura de controle e nos mecanismos de perturbação introduzidos no sistema. A escolha dessa plataforma de simulação deve-se à sua simplicidade e robustez para implementação e análise de sistemas dinâmicos. As técnicas avaliadas incluem injeção controlada de potência, *Active Frequency Drift* (AFD), *Sandia Frequency Shift* (SFS) e SMS, amplamente empregadas em sistemas de geração distribuída conectados à rede.

3.4.1 Injeção Controlada de Potência Reativa

A estratégia de injeção controlada de potência baseia-se na introdução de perturbações nas referências de potência ativa e reativa do inversor, com o objetivo de provocar desvios mensuráveis nas grandezas elétricas do sistema em condição de ilhamento.

No diagrama de blocos apresentado na Figura 3.4, a tensão no PCC é utilizada como entrada para um sistema de sincronização do tipo PLL, responsável pela extração da fase e da frequência da rede. Essas informações são utilizadas na geração da corrente de referência do inversor.

Figura 3.4: Diagrama de blocos da estratégia de injeção de potência ativa e reativa.



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

O bloco de cálculo de potência realiza a estimação das potências ativa e reativa a partir das medições de tensão e corrente. Os valores obtidos são comparados com suas respectivas referências, gerando sinais de erro que são processados por controladores do tipo PI.

A malha de controle de potência ativa atua diretamente sobre a amplitude da corrente de referência, enquanto a malha de potência reativa ajusta a defasagem angular da corrente em relação à tensão. Dessa forma, o inversor é capaz de controlar simultaneamente o fluxo de potência ativa e reativa injetado na rede.

O mecanismo de detecção é baseado na modulação deliberada das referências de potência. Em condição de operação conectada, a rede impõe rigidez ao sistema, mantendo tensão e frequência praticamente constantes. Em contrapartida, durante o ilhamento, pequenas perturbações resultam em desvios significativos, possibilitando a identificação do evento.

3.4.2 Desvio ativo de frequência

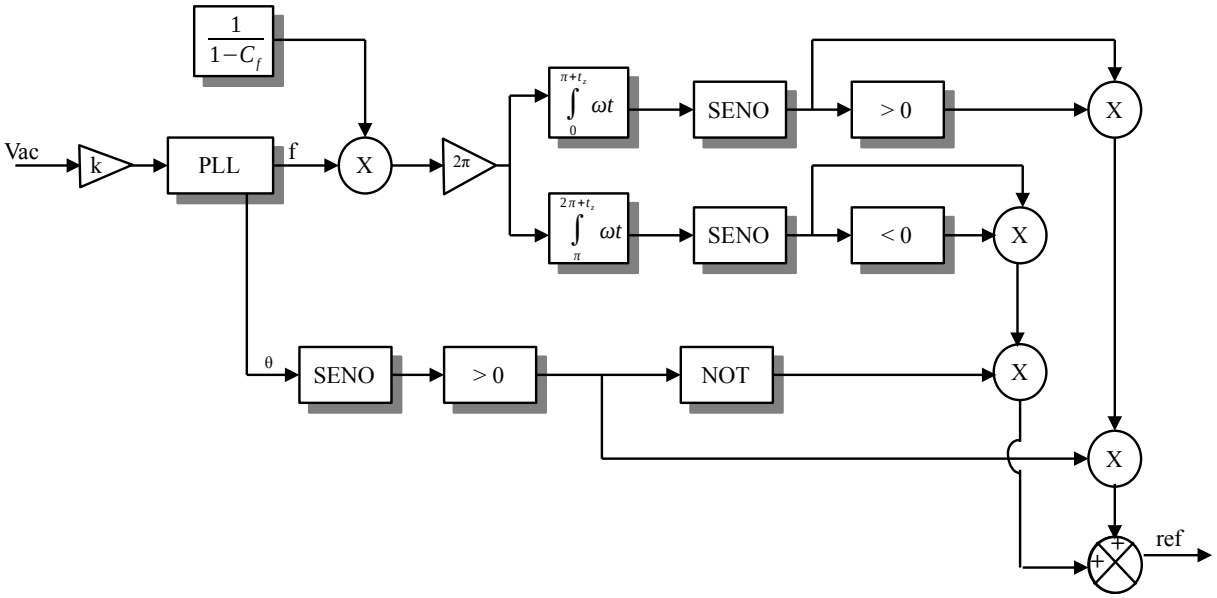
O método *Active Frequency Drift* (AFD) introduz uma assimetria intencional na forma de onda da corrente injetada pelo inversor, por meio da modificação dos intervalos de condução dos semiciclos.

Conforme ilustra-se na Figura 3.5, o PLL fornece a frequência base do sistema, a partir da qual é aplicada uma modulação controlada associada a um fator de deformação. A geração do sinal de corrente envolve a integração da frequência angular, sendo realizada separadamente para os semiciclos positivo e negativo.

Blocos lógicos são utilizados para identificar o sinal instantâneo da forma de onda e selecionar a contribuição correspondente de cada semiciclo. Essa abordagem resulta em uma forma de onda assimétrica, responsável por induzir uma tendência de deslocamento da frequência.

Quando o sistema está conectado à rede, a frequência permanece estável devido à rigidez da rede elétrica. No entanto, em condição de ilhamento, a assimetria introduzida provoca um desvio progressivo da frequência, permitindo a detecção do evento.

Figura 3.5: Diagrama de blocos da estratégia AFD implementada no *MATLAB/Simulink*.



Fonte: Adaptado de (RESENDE et al., 2021).

3.4.3 Desvio ativo de frequência com realimentação positiva

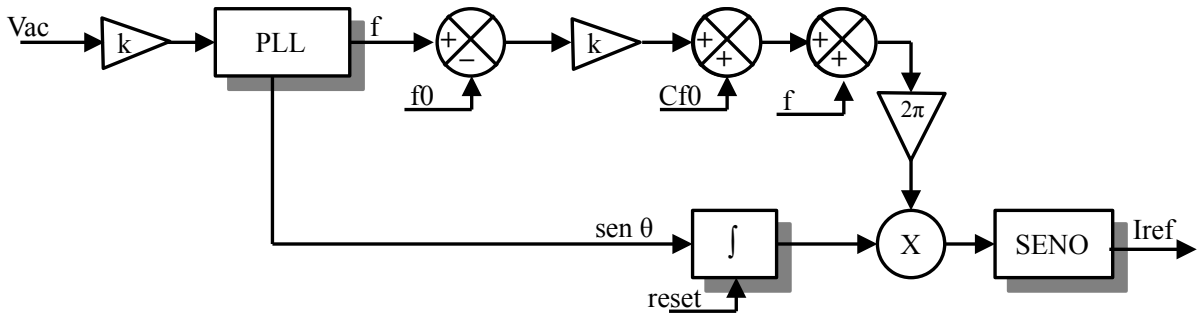
O método SFS baseia-se na introdução de uma realimentação positiva dependente da frequência, com o objetivo de acelerar o desvio da frequência após a ocorrência do ilhamento.

No diagrama apresentado na Figura 3.6, a frequência estimada pelo PLL é comparada com a frequência nominal do sistema. O desvio resultante é amplificado e realimentado na estrutura de controle, influenciando diretamente a geração da corrente de referência.

Adicionalmente, um fator de ganho é utilizado para ajustar a intensidade da perturbação introduzida. O sinal resultante é integrado para obtenção do ângulo utilizado na síntese da corrente.

Durante a operação conectada à rede, o desvio de frequência é praticamente nulo, de modo que a realimentação não produz efeitos significativos. Entretanto, na condição de ilhamento, o desvio passa a crescer e é amplificado pela realimentação positiva, resultando em uma rápida variação da frequência e consequente detecção do evento.

Figura 3.6: Diagrama de blocos da estratégia SFS implementada no *MATLAB/Simulink*.



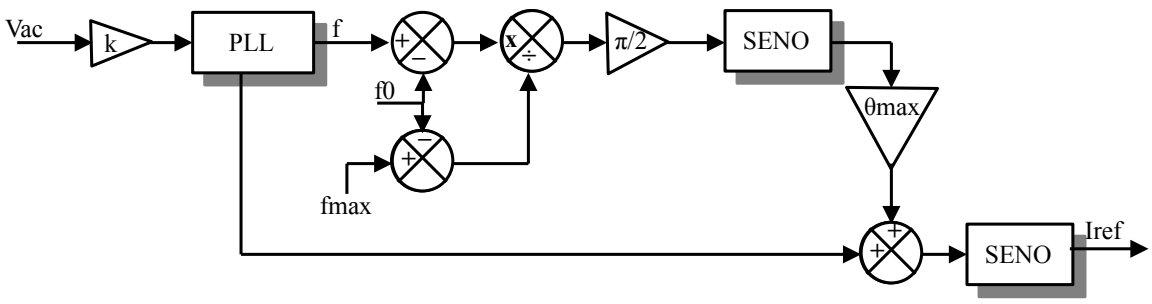
Fonte: Adaptado de (BRITO et al., 2018).

3.4.4 Desvio de Frequência no Modo Escorregamento

A técnica SMS baseia-se na introdução de um deslocamento de fase dependente da frequência, com característica não linear, de forma a induzir instabilidade controlada no sistema em condição de ilhamento.

No diagrama de blocos apresentado na Figura 3.7, a frequência estimada pelo PLL é comparada com a frequência nominal, sendo o desvio processado por uma função não linear que limita o deslocamento máximo de fase. Esse deslocamento é então somado à fase do sinal de referência utilizado na geração da corrente.

Figura 3.7: Diagrama de blocos da estratégia SMS implementada no *MATLAB/Simulink*.



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

O efeito dessa estratégia é a criação de uma realimentação positiva entre frequência e fase, que permanece limitada durante a operação conectada devido à rigidez da rede. Em

condição de ilhamento, essa limitação deixa de existir, permitindo que o sistema se afaste do ponto de operação estável.

Como resultado, ocorre um desvio progressivo da frequência, que pode ser monitorado para a detecção do ilhamento.

De forma geral, todas as estratégias analisadas baseiam-se na introdução de perturbações controladas nas variáveis de referência do inversor, explorando a diferença de comportamento do sistema entre os modos conectado e ilhado. A detecção é realizada por meio do monitoramento contínuo de grandezas elétricas, permitindo a atuação dos mecanismos de proteção para desconexão segura do sistema.

4 - Resultados e Discussões

Nesta seção, apresentam-se os resultados obtidos e as discussões a partir de simulações realizadas no *MATLAB/Simulink*. Com o objetivo de avaliar o desempenho dos métodos de detecção de anti-ilhamento, incluindo a injeção de potência reativa, AFD, SFS e SMS, foram conduzidas simulações específicas, analisando-se sua conformidade com os requisitos estabelecidos pelas normas IEEE 929-2000, ABNT NBR IEC 62116 e ABNT NBR 16149.

Para todas as análises, considera-se que a desconexão da rede ocorre no instante de 7 s. O tempo de detecção é então avaliado a partir de dois critérios: (i) t_1, definido como a diferença entre o instante em que a frequência ultrapassa o limite estabelecido pela IEEE 929-2000 e o instante de desconexão da rede; e (ii) t_2, definido como a diferença entre o instante em que a frequência ultrapassa o limite especificado pela ABNT IEC 62116 e o instante de desconexão. Esses critérios permitem quantificar, de forma objetiva, a rapidez de atuação de cada método em relação aos limites normativos.

4.1 Injeção de Reativos

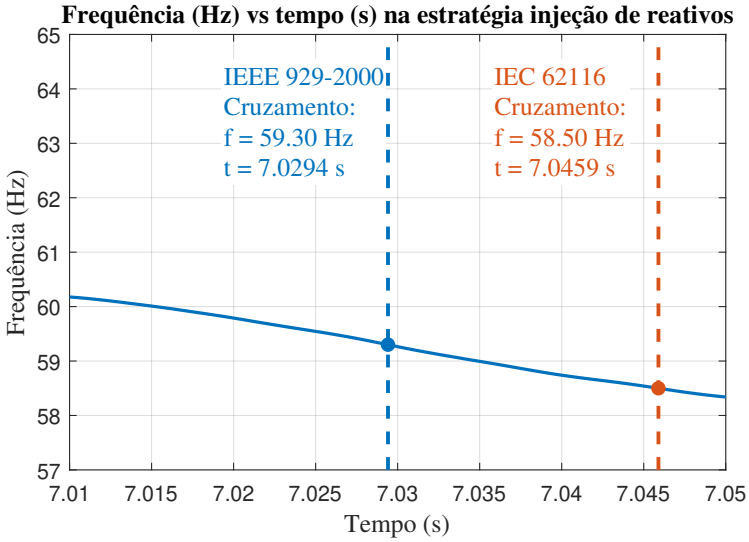
No método baseado na injeção controlada de potência reativa, espera-se que a perturbação introduzida pelo inversor provoque um desequilíbrio na potência reativa no PCC. Enquanto o sistema permanece conectado à rede elétrica — modelada como uma barra infinita, caracterizada por baixa impedância e elevada capacidade de absorção de potência —, essa perturbação é amortecida, não resultando em variações significativas nos parâmetros elétricos.

Entretanto, no instante do ilhamento, a retirada da rede elimina essa referência rígida, tornando o desequilíbrio de potência reativa relevante. Como consequência, observa-se instabilidade nos parâmetros do sistema isolado, especialmente na frequência, conforme ilustrado na Figura 4.1.

A análise da Figura 4.1 demonstra que o método de injeção de potência reativa apresentou tempos de resposta de $t_1 = 29{,}4\,\text{ms}$ e $t_2 = 45{,}9\,\text{ms}$ para o atingimento dos limiares estabelecidos pelas normas IEEE 929-2000 e ABNT NBR IEC 62116, respectivamente.

Os resultados são considerados satisfatórios, uma vez que atendem aos tempos máximos de detecção especificados pelas normas, que estabelecem limites de aproximadamente seis ciclos da rede (cerca de 100 ms em 60 Hz) e até 1 s, respectivamente.

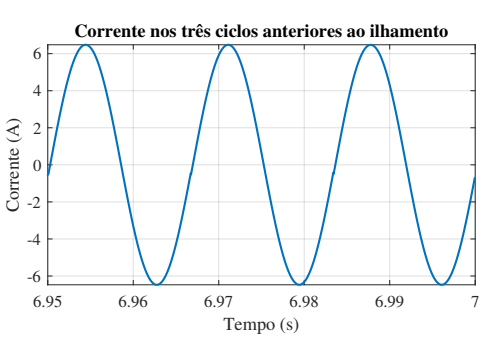
Figura 4.1: Frequência (Hz) em função do tempo (s) na estratégia de injeção controlada de potência reativa.



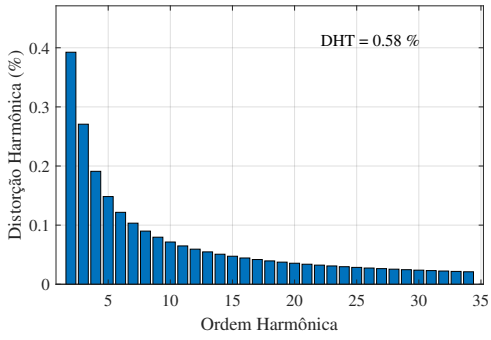
Fonte: Autoria Próprio (2026).

A análise subsequente visa avaliar a qualidade da energia antes da ocorrência da detecção do ilhamento. Espera-se que a distorção harmônica total (DHT) seja baixa, de modo a não comprometer a vida útil do inversor de frequência. Nas Figuras 4.2a e 4.2b são apresentados, respectivamente, a corrente em função do tempo antes do ilhamento e a distorção harmônica individual de cada componente, bem como a DHT total.

Figura 4.2: Qualidade da corrente injetada pelo inversor antes do ilhamento no método de injeção de reativos.



(a) Corrente em função do tempo.



(b) Distorção harmônica da corrente.

Fonte: Autoria Próprio (2026).

Conforme observado nas Figuras 4.2a e 4.2b, o método é satisfatório de acordo com a norma ABNT NBR 16149, que estabelece que a DHT da corrente deve ser, no máximo,

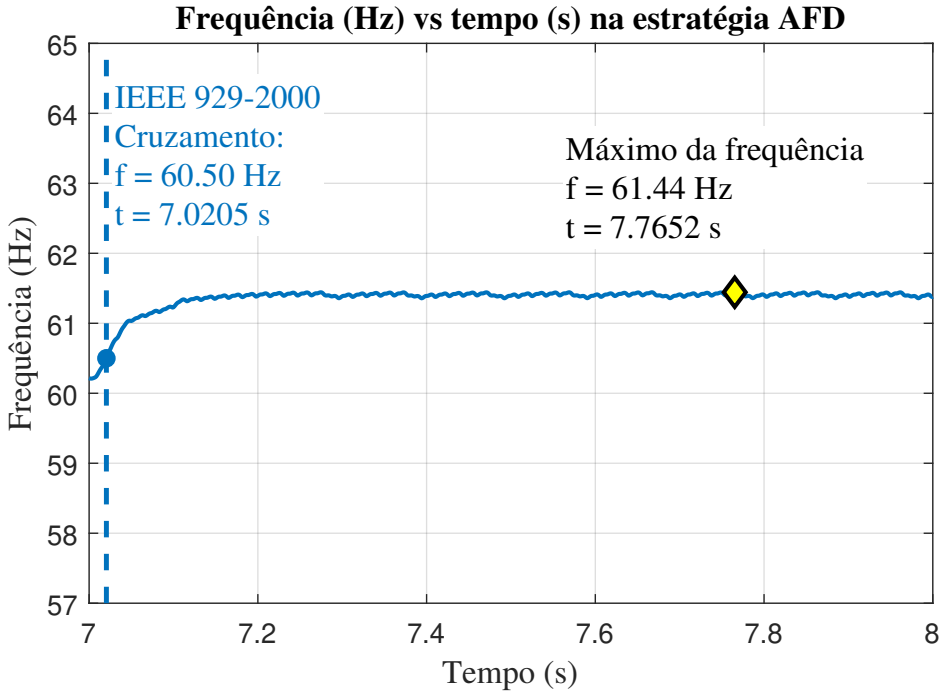
5%, e que as distorções harmônicas individuais devem ser inferiores a 4%, 2%, 1,5% e 0,6% para as harmônicas ímpares correspondentes às ordens 3° a 9°, 11° a 15°, 17° a 21° e 23° a 33°, respectivamente. Para as harmônicas pares, os limites são 1% e 0,5% para as ordens 2° a 8° e 10° a 32°.

No método de injeção de reativos, a harmônica individual com maior contribuição não ultrapassou 0,4% em relação à componente fundamental, indicando que todas as distorções permanecem amplamente dentro dos limites estabelecidos pela norma.

4.2 Método desvio ativo de frequência

No método AFD, espera-se que a inserção intencional de uma pequena assimetria na forma de onda da corrente provoque um desvio gradual na frequência do sistema quando a rede elétrica estiver ausente. Enquanto conectado à rede, a frequência permanece estabilizada pela forte referência do sistema elétrico principal. Contudo, na condição de ilhamento, a frequência apresenta um deslocamento progressivo devido à ausência dessa referência.

Figura 4.3: Frequência (Hz) em função do tempo (s) na estratégia AFD.

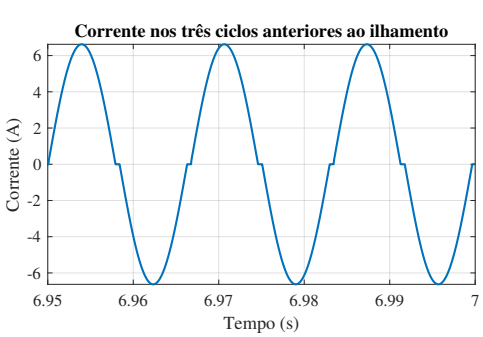


Fonte: Autoria Próprio (2026).

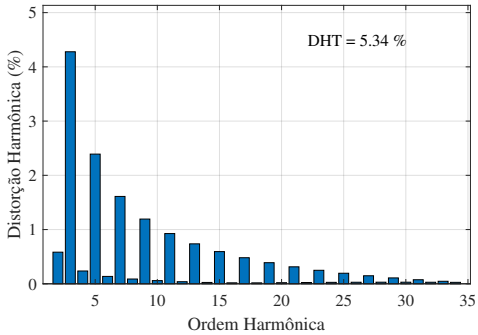
A Figura 4.3 ilustra a evolução da frequência após o ilhamento para a estratégia AFD.

Observa-se que o método atinge o limiar definido pela IEEE 929-2000 em $t = 20,5\,\text{ms}$; entretanto, não consegue atingir o limiar da ABNT NBR IEC 62116. Essa limitação ocorre porque o método depende exclusivamente das características da carga, que, neste caso, não favoreceram a detecção. Para atingir os limiares especificados por ambas as normas, seria necessária a aplicação de perturbações de maior magnitude, o que resultaria em uma distorção harmônica significativa.

Figura 4.4: Qualidade da corrente injetada pelo inversor antes do ilhamento no método AFD.



(a) Corrente em função do tempo para o método AFD.



(b) Distorção harmônica na corrente para o método AFD.

Fonte: Autoria Próprio (2026).

Nas Figuras 4.4a e 4.4b são apresentadas, respectivamente, a corrente antes do ilhamento e a distorção harmônica causada pelo método AFD. Observa-se que este método excede os limites da norma ABNT NBR 16149, ultrapassando 5% em relação à componente fundamental. Apesar disso, a frequência não se desviou mais que 1,5 Hz, atendendo apenas à norma IEEE 929-2000.

A limitação observada deve-se ao perfil da carga RLC ressonante, que não favoreceu o método: a frequência variou pouco, enquanto a distorção harmônica excedeu os limites estabelecidos pela norma.

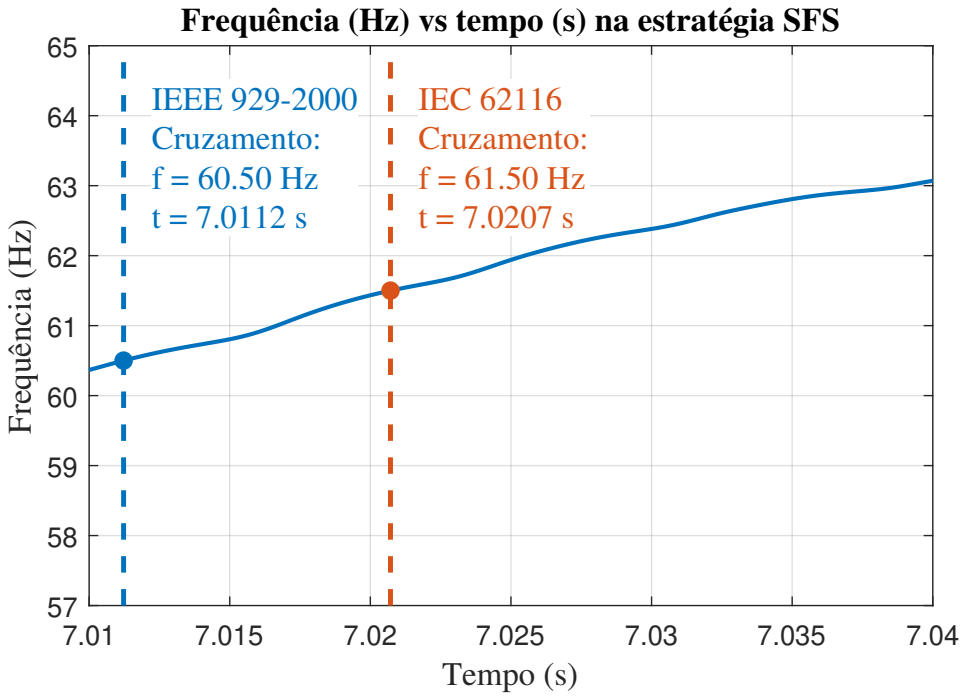
4.3 Desvio ativo de frequência com realimentação positiva

O método SFS baseia-se na aplicação de realimentação positiva ao desvio de frequência, intensificando a perturbação introduzida pelo inversor. Dessa forma, espera-se que,

na condição de ilhamento, o pequeno desvio inicial de frequência seja progressivamente amplificado até ultrapassar os limites de proteção estabelecidos.

Nos resultados, espera-se observar uma aceleração no deslocamento da frequência após a formação da ilha, reduzindo o tempo de detecção em comparação ao método AFD convencional. Avalia-se, ainda, a robustez do método frente a diferentes condições de carga e sua conformidade com os requisitos normativos quanto ao tempo máximo de desconexão.

Figura 4.5: Frequência (Hz) em função do tempo (s) na estratégia SFS.

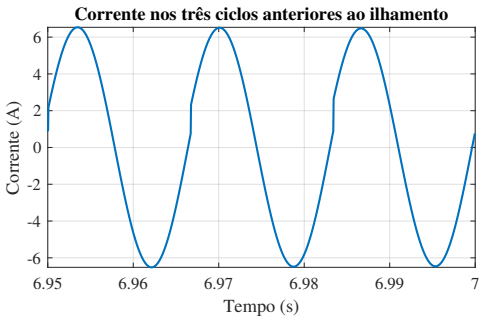


Fonte: Autoria Próprio (2026).

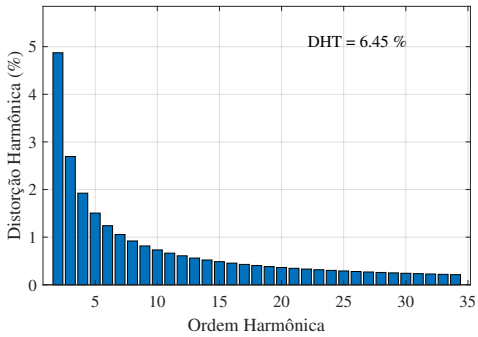
Conforme ilustrado na Figura 4.5, o método SFS apresentou tempo de detecção inferior ao obtido com o AFD. Para o caso analisado, foram registrados tempos de $t_1 = 11{,}2\,\text{ms}$ e $t_2 = 20{,}7\,\text{ms}$ para o atingimento dos limiares estabelecidos pelas normas IEEE 929-2000 e ABNT NBR IEC 62116, respectivamente.

Observa-se, portanto, que o SFS conseguiu atender simultaneamente aos limites definidos por ambas as normas, diferentemente do AFD, que não atingiu uma variação de frequência de 1,5 Hz, necessária para alcançar o limiar especificado na ABNT NBR IEC 62116.

Figura 4.6: Qualidade da corrente injetada pelo inversor antes do ilhamento no método SFS.



(a) Corrente em função do tempo para o método SFS.



(b) Distorção harmônica na corrente para o método SFS.

Fonte: Autoria Próprio (2026).

Em relação à distorção harmônica, observou-se nas Figuras 4.6a e 4.6b comportamento semelhante ao verificado no método AFD. Nas condições analisadas, o método SFS não atendeu integralmente aos limites estabelecidos pela ABNT NBR 16149, apresentando valores de distorção harmônica superiores aos especificados pela norma.

4.4 Desvio de Frequência no Modo Escorregamento

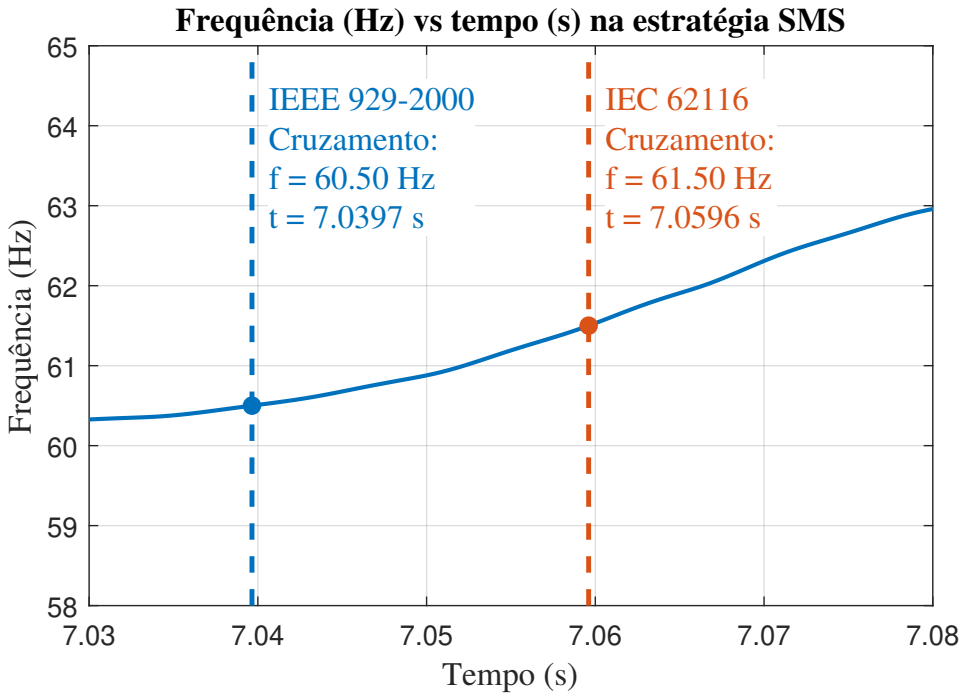
O método SMS baseia-se na introdução de uma realimentação positiva associada ao ângulo de fase entre a tensão do sistema e a corrente injetada pelo inversor. Durante a operação conectada à rede, a forte referência de frequência do sistema elétrico principal mantém o sincronismo do inversor, impedindo desvios significativos.

Entretanto, na condição de ilhamento, a ausência da referência da rede faz com que a realimentação positiva provoque um aumento progressivo do ângulo de escorregamento, resultando em um deslocamento acelerado da frequência. Esse comportamento conduz a frequência a ultrapassar os limites estabelecidos pelas normas, possibilitando a detecção do ilhamento.

Nos resultados, espera-se observar um desvio rápido e sustentado da frequência após a formação da ilha, com tempo de detecção inferior aos limites normativos. Avalia-se, ainda, a influência do fator de qualidade da carga e a estabilidade do método durante a operação conectada à rede.

Conforme ilustrado na Figura 4.7, o método SMS foi capaz de detectar os limiares

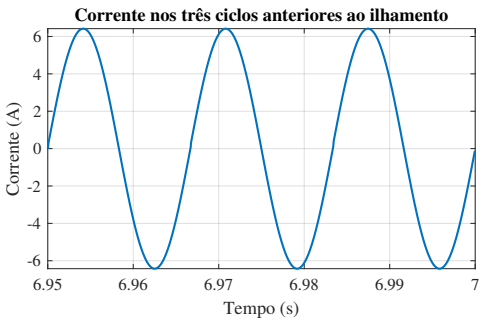
Figura 4.7: Frequência (Hz) em função do tempo (s) na estratégia SMS.



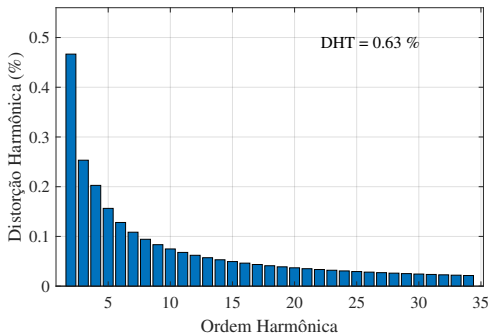
Fonte: Autoria Próprio (2026).

estabelecidos pelas normas IEEE 929-2000 e ABNT NBR IEC 62116, apresentando tempos de detecção de $t_1 = 39{,}7\,\text{ms}$ e $t_2 = 59{,}6\,\text{ms}$, respectivamente. Tais valores encontram-se dentro dos limites máximos permitidos, demonstrando a efetividade do método para a condição analisada.

Figura 4.8: Qualidade da corrente injetada pelo inversor antes do ilhamento no método SMS.



(a) Corrente em função do tempo para o método SMS.



(b) Distorção harmônica na corrente para o método SMS.

Fonte: Autoria Próprio (2026).

No que se refere à qualidade da corrente injetada, o método demonstrou conformidade com os requisitos estabelecidos pela ABNT NBR 16149. Verificou-se uma distorção har-

mônica total (DHT) de 0,63% em relação à componente fundamental (ver Figuras 4.8a e 4.8b), valor substancialmente inferior ao limite máximo de 5% especificado pela norma.

Adicionalmente, as distorções harmônicas individuais permaneceram abaixo dos limites permitidos para cada ordem harmônica, confirmando que a estratégia SMS preserva a qualidade da energia elétrica durante a operação conectada à rede.

4.5 Análise Comparativa dos Métodos de Detecção de Ilhamento

A Tabela 4.1 apresenta a comparação entre os métodos avaliados, considerando: (i) o tempo t_1, correspondente ao instante em que a frequência atinge o limiar estabelecido pela IEEE 929-2000; (ii) o tempo t_2, referente ao limiar definido pela ABNT NBR IEC 62116; e (iii) a distorção harmônica total (DHT), em relação ao limite de 5% especificado pela ABNT NBR 16149.

Tabela 4.1: Comparação dos métodos de detecção de ilhamento.

Método	t_1 (ms)	t_2 (ms)	DHT (%)
Injeção de reativos	29,4	45,9	0,58
AFD	20,5	Não detectou	5,34
SFS	11,2	20,7	6,45
SMS	39,7	59,6	0,63

Fonte: Autoria Próprio (2026).

A partir dos resultados apresentados, observa-se que os métodos analisados apresentam comportamentos distintos quanto à rapidez de detecção e à qualidade da energia injetada.

O método SFS apresentou os menores tempos de detecção, com $t_1 = 11{,}2$ ms e $t_2 = 20{,}7$ ms, evidenciando elevada sensibilidade e rápida amplificação do desvio de frequência após a formação da ilha. Entretanto, esse comportamento resulta em maior degradação da qualidade da energia, uma vez que a DHT registrada foi de 6,45%, ultrapassando o limite de 5% estabelecido pela ABNT NBR 16149.

O método AFD apresentou tempo reduzido para atingir o limiar da IEEE 929-2000 ($t_1 = 20{,}5$ ms), porém não foi capaz de alcançar o limiar definido pela ABNT NBR IEC 62116. Além disso, a DHT obtida foi de 5,34%, valor superior ao limite normativo. Esse resultado evidencia a dependência do método em relação às características da carga,

especialmente em condições próximas à ressonância, nas quais o desvio de frequência se torna menos pronunciado.

O método de Injeção de Reativos apresentou tempos de detecção de $t_1 = 29{,}4$ ms e $t_2 = 45{,}9$ ms, ambos dentro dos limites estabelecidos pelas normas analisadas. Destaca-se, ainda, a baixa distorção harmônica total, de 0,58%, valor significativamente inferior ao limite de 5%. Esse resultado demonstra um compromisso adequado entre desempenho na detecção e preservação da qualidade da energia elétrica.

O método SMS apresentou tempos de detecção de $t_1 = 39{,}7$ ms e $t_2 = 59{,}6$ ms, igualmente dentro dos limites normativos. A DHT registrada foi de 0,63%, também amplamente inferior ao limite estabelecido. Dessa forma, o SMS demonstrou comportamento equilibrado, atendendo simultaneamente aos requisitos de tempo de detecção e qualidade da energia.

De maneira geral, observa-se um compromisso entre rapidez de detecção e nível de distorção harmônica introduzida pelo método. Estratégias que promovem maior realimentação positiva e amplificação mais agressiva do desvio de frequência tendem a reduzir o tempo de detecção, porém à custa de maior degradação da forma de onda. Por outro lado, métodos que introduzem perturbações mais moderadas apresentam menor impacto na qualidade da energia, ainda que com tempos de atuação ligeiramente superiores.

Considerando simultaneamente os critérios de atendimento às normas IEEE 929-2000, ABNT NBR IEC 62116 e ABNT NBR 16149, verifica-se que os métodos de Injeção de Reativos e SMS apresentaram melhor desempenho global, pois atenderam integralmente aos requisitos de detecção e qualidade da energia. O método SFS destacou-se pela rapidez, porém com violação do limite de DHT, enquanto o AFD demonstrou menor robustez frente às condições de carga analisadas.

5 - Conclusão

O presente trabalho teve como propósito o estudo, a modelagem e a análise comparativa de métodos ativos de detecção de ilhamento aplicados a sistemas de geração distribuída fotovoltaica conectados à rede elétrica. Observa-se que a crescente inserção de fontes renováveis no sistema elétrico impõe desafios significativos à coordenação da proteção, especialmente no que se refere à identificação rápida e segura da condição de ilhamento, a qual pode comprometer a estabilidade de tensão e frequência, a integridade de equipamentos e a segurança das equipes de operação e manutenção.

A partir da fundamentação teórica apresentada, evidenciou-se que a condição mais crítica para a detecção do ilhamento ocorre quando há equilíbrio entre a potência ativa e reativa geradas pelo inversor e aquelas consumidas pela carga local, caracterizando a *Non-Detection Zone* (NDZ). Nessa situação, as variações naturais de tensão e frequência após a desconexão da rede tendem a ser pequenas, o que reduz significativamente a eficácia de métodos puramente passivos baseados em limiares fixos de proteção.

Com base nesse contexto, foram modeladas e implementadas, em ambiente de simulação, quatro estratégias ativas amplamente discutidas na literatura: injeção controlada de potência reativa, AFD, SFS e Slip Mode Frequency Shift (SMS). O desenvolvimento incluiu a modelagem matemática do inversor do tipo grid-following com filtro indutivo, a obtenção da função de transferência da corrente injetada e o projeto do controlador PI por meio de técnicas de resposta em frequência, assegurando estabilidade e desempenho dinâmico adequados para a aplicação proposta.

Os resultados obtidos demonstraram que os métodos ativos são capazes de reduzir significativamente a Zona de Não Detecção ao introduzir perturbações controladas na corrente injetada, modificando a dinâmica do sistema isolado após a perda da rede. Observou-se que estratégias baseadas em realimentação positiva de frequência, como SFS e SMS, apresentaram tempos de detecção reduzidos, evidenciando elevada sensibilidade à formação da ilha. Entretanto, verificou-se que a amplificação mais agressiva do desvio de frequência pode implicar aumento da distorção harmônica da corrente, exigindo criterioso ajuste de parâmetros para atendimento simultâneo aos requisitos de tempo de detecção e qualidade de energia.

O método de injeção de potência reativa apresentou desempenho equilibrado, atendendo aos limites normativos de tempo estabelecidos pela IEEE 929-2000 e pela ABNT

NBR IEC 62116, além de manter a Distorção Harmônica Total dentro dos limites especificados pela ABNT NBR 16149. O método SMS também demonstrou comportamento satisfatório sob o ponto de vista normativo e de qualidade de energia, enquanto o método AFD mostrou maior dependência das características da carga analisada, evidenciando sensibilidade ao fator de qualidade do circuito RLC ressonante utilizado no ensaio.

De forma geral, os resultados confirmam que a escolha da estratégia de detecção de ilhamento deve considerar não apenas a rapidez de atuação, mas também o impacto sobre a qualidade da energia e a robustez frente a diferentes condições de carga. Há, portanto, um compromisso inerente entre sensibilidade de detecção e preservação da forma de onda da corrente injetada, sendo fundamental o correto dimensionamento dos parâmetros de cada método.

Conclui-se, assim, que os métodos ativos constituem soluções tecnicamente viáveis e eficazes para aplicações em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, especialmente em cenários críticos de equilíbrio entre geração e carga. O estudo desenvolvido contribui para a compreensão comparativa dessas estratégias e fornece subsídios técnicos relevantes para o projeto e a parametrização de algoritmos de anti-ilhamento em sistemas de geração distribuída.

Como continuidade deste trabalho, recomenda-se a validação experimental das estratégias implementadas, bem como a investigação de métodos híbridos que combinem técnicas passivas e ativas, buscando otimizar simultaneamente tempo de detecção, robustez e qualidade da energia elétrica.

Referências Bibliográficas

Associação Brasileira de Normas Técnicas. *ABNT NBR IEC 62116:2012 – Procedimento de Ensaio de Anti-Ilhamento para Inversores de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. Rio de Janeiro: ABNT, 2012.

Associação Brasileira de Normas Técnicas. *ABNT NBR 16149:2013 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

AZZAOUI, M. E. Islanding detection with reactive power control and wavelet nuisance trip suppression. *Electric Power Systems Research*, v. 199, 2021.

BOWER, W.; ROPP, M. *Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility-Interactive Power Systems*. Albuquerque, NM, USA, 2002.

BRITO, M. A. G. D. et al. Estratégias de anti-ilhamento aplicadas a sistemas de geração distribuída fotovoltaica. *Revista Eletrônica de Potência*, p. 226–234, jun 2018.

Energisa. *NDU 15: Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição*. Brasil, 2024. Versão 7.0, dezembro de 2024.

HUILI, S. *Performance Assessment of Islanding Detection Methods Using the Concept of Non-Detection Zones*. Dissertação (Master of Applied Science Thesis) — Concordia University, Montreal, Canada, 2005.

IEEE Standards Coordinating Committee 21. *IEEE Std 929-2000 – Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic Systems*. New York: IEEE, 2000.

IEEE Standards Coordinating Committee 21. *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. New York: IEEE, 2008.

Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE Std 1547-2018 – IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. New York: IEEE, 2018.

ISLAM, M. R.; XU, W.; RAHMAN, F. *Advances in Solar Photovoltaic Power Plants*. Berlin: Springer, 2016.

JALIL, M. W.; ISHTIAQUE, W.; ARIF, A. A review of islanding detection techniques for inverter-based distributed generation. In: *Engineering Proceedings*. [S.l.: s.n.], 2023. v. 46, n. 1, p. 40.

JALIL, M. W.; ISHTIAQUE, W.; ARIF, A. A review of islanding detection techniques for inverter-based distributed generation. In: *Engineering Proceedings*. [S.l.: s.n.], 2023. v. 46.

KRAUSE, P. C.; AL. et. *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. 3rd. ed. [S.l.]: Wiley, 2017.

LIU, F. et al. Improved sms islanding detection methods for grid-connected converters. *IET Renewable Power Generation*, v. 4, p. 36–42, 2010.

MUMTAZ, F.; AL. et. An extensive overview of islanding detection strategies of active distributed generations in sustainable microgrids. *Sustainability*, v. 15, n. 5, 2023.

OSHIRO, M. R. *Análise de Desempenho de Técnicas Ativas de Anti-Ilhamento para Aplicação Fotovoltaica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande, MS, Brasil, 2019.

RESENDE, C. et al. Proposta de uma nova estratégia ativa de anti-ilhamento baseada em realimentação positiva de frequência. *Revista Eletrônica de Potência*, v. 26, n. 3, 2021.

ROPP, M. E. et al. Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and non-detection zones. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 14, n. 3, p. 639–646, 1999.

RUTE, G.; SVENSSON, J.; BONGIORNO, M. Active frequency drift method for islanding detection in distributed generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 25, n. 3, p. 783–790, 2010.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.

XIONG, S. et al. Anti-islanding detection and optimization of distributed power supply using neural network architecture search. *Discover Computing*, v. 27, p. 32, 2024.

YU, B. Anti-islanding method development based on reactive power variation under grid support environments. *Applied Sciences*, v. 12, n. 18, p. 9074, 2022.

6 - Anexos

6.1 Anexo A – Código MATLAB para Cálculo das Distorções Harmônicas

Este anexo apresenta o código desenvolvido em MATLAB para o cálculo das distorções harmônicas individuais (DHI), da Distorção Harmônica Total (DHT) e para a geração do gráfico em barras contendo as componentes harmônicas e o valor da DHT. O código foi aplicado aos sinais de corrente obtidos nas simulações realizadas no ambiente MATLAB/Simulink, considerando os dez ciclos anteriores ao instante de ilhamento.

```
fs = 9600;
f0 = 60;
Nciclos = 10;

t = out.corrente.Time;
corrente = out.corrente.Data;

% Tempo final antes do ilhamento
t_final = 7;

% Dura  o dos 10 ciclos
duracao = Nciclos / f0;

% Tempo inicial
t_inicio = t_final - duracao;

% Selecionar intervalo
idx = (t >= t_inicio) & (t < t_final);

x = corrente(idx);

N = length(x);

% Remover m dia
x = x - mean(x);
```

```
26
27 % FFT
28 X = fft(x);
29 X = abs(X)/N*2;
30 X = X(1:N/2);
31
32 f = (0:N/2-1)*(fs/N);
33
34 % Detectar fundamental
35 [~, idx1] = max(X);
36 I1 = X(idx1);
37
38 % Calcular DHI
39 DHI = zeros(1,34);
40
41 for n = 2:34
42     freq_alvo = n*f(idx1);
43     [~, idx_h] = min(abs(f - freq_alvo));
44     DHI(n) = (X(idx_h)/I1)*100;
45 end
46
47 THD_manual = sqrt(sum((DHI(2:10)).^2));
48
49 DHI
50 THD_manual
51
52 ordem_max = 34;
53 ordens = 2:34;
54 valores = DHI(ordens);
55
56 figure
57 bar(ordens, valores)
58
59 xlabel('Ordem Harm nica','FontName','Times New Roman','FontSize',12)
60 ylabel('Distor  o Harm nica (%)','FontName','Times New Roman','
       FontSize',12)
61
62 set(gca,'FontName','Times New Roman','FontSize',12)
63
```

```
64 grid on
65 ylim([0 max(valores)*1.2])
66
67 % ---- Texto da DHT no gr fico ----
68 texto_dht = sprintf('DHT = %.2f %%', THD_manual);
69
70 x_pos = ordem_max * 0.65;
71 y_pos = max(valores) * 1.05;
72
73 text(x_pos, y_pos, texto_dht, ...
74     'FontName','Times New Roman', ...
75     'FontSize',12)
```