

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SAULO DE ANDRADE PINTO

Diagnóstico e Risco de Falha da Proteção
Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos
Considerando Requisitos de Suportabilidade
Contra Variações Anormais de Frequência e
Tensão

São Carlos
2023

SAULO DE ANDRADE PINTO

Diagnóstico e Risco de Falha da Proteção
Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos
Considerando Requisitos de Suportabilidade
Contra Variações Anormais de Frequência e
Tensão

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos

2023

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

D256d de Andrade Pinto, Saulo
Diagnóstico e Risco de Falha da Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos Considerando Requisitos de Suportabilidade Contra Variações Anormais de Frequência e Tensão / Saulo de Andrade Pinto; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. São Carlos, 2023.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2023.

1. Geração Distribuída. 2. Ilhamento Não Intencional. 3. Requisitos de Suportabilidade. 4. Sistema de Distribuição. I. Título.

Eduardo Graziosi Silva - CRB - 8/8907

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **SAULO DE ANDRADE PINTO**.

Título da dissertação: "Diagnóstico e Risco de Falha da Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos Considerando Requisitos de Suportabilidade Contra Variações Anormais de Frequência e de Tensão".

Data da defesa: 19/10/2023.

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior
(Orientador)

(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC-USP)

APROVADO

Prof. Dr. Tiago Rodarte Ricciardi

(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Prof. Dr. Daniel Motter

(Universidade Estadual do Oeste do Paraná/UNIOESTE)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Marcelo Andrade da Costa Vieira**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Carlos De Marqui Junior**

Agradecimentos

A Deus, pela oportunidade de realização do meu mestrado.

À minha família, em especial aos meus pais, Josenoel e Lenni, pelo apoio dado ao longo dessa jornada.

À minha namorada Bianca Franceschini pelo seu amor e carinho.

Ao Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior por ter aceitado me orientar e me incluir em um projeto de Pesquisa & Desenvolvimento que certamente me engradeceu como engenheiro eletricitista.

Ao Prof. Dr. Daniel Motter pelas diversas conversas bacanas que tivemos ao longo do meu mestrado, mesmo que de maneira remota.

Aos colegas do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica, em especial, ao Caio Vinícius, Daniel Lima, Matheus do Val, Maurício Pavani, Moisés Davi, Rodrigo Iscuissati e Thiago Menezes, pelos momentos descontraídos no bandeirão e principalmente no “cafezinho”.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq, 131068/2021-0) pela concessão da bolsa de mestrado.

Por fim, ao apoio técnico e financeiro do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do setor elétrico (ANEEL), através do projeto de P&D (PD-00063-3085/2022) intitulado “REQUISITOS MÍNIMOS DE FUNÇÕES DE PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO E DE CURVAS DE REGULAÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS” do grupo CPFL Energia.

Resumo

PINTO, S. A. **Diagnóstico e Risco de Falha da Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos Considerando Requisitos de Suportabilidade Contra Variações Anormais de Frequência e Tensão**. 167 p. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

Nos últimos anos, é evidente o aumento dos investimentos em geração distribuída (GD) no contexto elétrico nacional. Embora o emprego desses geradores traga benefícios ao sistema elétrico, como a possibilidade de redução de perdas em sistemas de distribuição e transmissão, além de ajudar no fornecimento de energia elétrica para áreas remotas, operadores de sistemas elétricos ao redor do mundo reconhecem a necessidade de manter esses geradores conectados à rede, mesmo em cenários com variação brusca de tensão e/ou frequência, a fim de preservar a estabilidade do sistema elétrico. Assim, é necessário que a GD cumpra certos requisitos de suportabilidade contra variações de tensão e frequência (*ride-through requirements*). Por outro lado, as concessionárias têm a preocupação de que, em caso de ilhamento não intencional, o gerador distribuído deve ser rapidamente desconectado da rede. Nesse contexto, esta dissertação busca avaliar o impacto desses requisitos de suportabilidade na detecção de ilhamento, ou seja, se a adoção desses requisitos prejudica a detecção de perda de rede em um sistema de distribuição de 13,8 kV por meio de simulações de transitórios no *Alternative Transients Program* (ATP). Para ilhas com somente inversores, verificou-se que somente o uso de técnicas passivas não é possível detectar 100% das simulações de ilhamento considerando um tempo máximo de detecção de 2,0 s. Ao empregar técnicas ativas, é possível detectar 100% das simulações a depender de como o bloqueio das proteções de frequência por subtensão esteja configurada. Ao considerar a presença de um gerador síncrono com potência nominal de 1,562 MVA e constante de inércia de 0,7557 s, foi observado que a técnica ativa baseada em frequência tem capacidade para desviar a frequência do sistema ilhado para os três níveis de penetração e inversor avaliado (1,0, 1,5 e 2,0 MVA), enquanto a técnica de tensão só consegue desviar a tensão do sistema ilhado quando o nível de penetração é de 1,5 MVA ou 2,0 MVA.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Ilhamento Não Intencional. Requisitos de Suportabilidade. Sistema de Distribuição.

Abstract

PINTO, S. A. **Diagnosis and Risk of Failure of the Anti-Islanding Protection of Distributed Generators Considering Ride-Through Requirements Against Abnormal Frequency and Voltage Variations.** 167 p. Master Dissertation – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2023.

In recent years, the increase in investments in distributed generation (DG) in the national electricity context is evident. Although the use of these generators brings benefits to the electrical system, such as the possibility of reducing losses in distribution and transmission systems, in addition to helping to supply electrical energy to remote areas, operators of electrical systems around the world recognize the need to maintain these generators connected to the grid, even in scenarios with sudden variation in voltage and/or frequency, in order to preserve the stability of the electrical system. Thus, it is necessary for the DG to meet certain requirements against voltage and frequency variations (ride-through requirements). On the other hand, utilities are concerned that in the event of unintentional islanding, the distributed generator must be quickly disconnected from the grid. In this context, this dissertation aims to evaluate the impact of these ride-through requirements on islanding detection, that is, whether the adoption of these requirements compromises the detection of network loss in a 13.8 kV distribution system through transient simulations in the Alternative Transients Program (ATP). For islands with only inverters, it was found that using passive techniques alone cannot detect 100% of the islanding simulations considering a maximum detection time of 2.0 seconds. When considering the presence of a synchronous generator with a nominal power of 1.562 MVA and an inertia constant of 0.7557 s, it was observed that the frequency-based active technique has the ability to shift the frequency of the islanded system for all three penetration levels and the evaluated inverter (1.0, 1.5, and 2.0 MVA), whereas the voltage-based technique can only shift the voltage of the isolated system when the penetration level is 1.5 MVA or 2.0 MVA..

Keywords: Distributed Generation. Distribution System. Ride-Through Requirements. Unintentional Islanding.

Lista de siglas

ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DFIG	<i>Double-Fed Induction Generator</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
GBI	Gerador Baseado em Inversor
GD	Geração Distribuída
GE	<i>General Electric</i>
GEFS	<i>General Electric Frequency Scheme</i>
GEVS	<i>General Electric Voltage Scheme</i>
GS	Gerador Síncrono
GSH	Gerador Síncrono Hidráulico
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&O	Perturba & Observa
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PI	Proporcional Integral
PLCC	<i>Power Line Carrier Communication</i>
PLL	<i>Phase Locked-Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia

ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SFS	<i>Sandia Frequency Shift</i>
STA	Sem Técnica Ativa
VAL	<i>Vector Amplitude Limitation</i>
ZND	Zona de Não Detecção

Lista de figuras

Figura 1.1 - Investimentos em GD no Brasil ao longo dos anos em R\$ milhões. Fonte: Gráfico obtido a partir dos dados disponibilizados por [2].	25
Figura 2.1 – Proteções anti-ilhamento passivas usadas em inversores. Fonte: Gráfico obtido a partir dos dados disponibilizados por [19].	34
Figura 2.2 – Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas no PAC da GD. Fonte: Adaptado de [14].	37
Figura 2.3 - Circuito simplificado de uma GD conectada à rede. Fonte: Adaptado de [15].	39
Figura 2.4 - Exemplo de uma zona de não detecção. Fonte: Retirado de [7].	40
Figura 2.5 - ZND analítica obtida usando a Equação 1 e Equação 2. Fonte: Baseado em [26].	42
Figura 2.6 – Determinação do período do risco de formação de uma ilha genérica. Fonte: Adaptado de [25]	47
Figura 3.1 – Sistema de distribuição modelado no ATP. Fonte O Autor	52
Figura 3.2 - Modelo de carga usado no ATP. Fonte: O Autor.	56
Figura 3.3 – Diagrama unifilar de um GBI de estágio único. Fonte: Baseado em [45]	57
Figura 3.4 – Modelo representativo do conjunto fotovoltaico. Fonte: Baseado em [47]	58
Figura 3.5 – Modelo circuital para a simulação do conjunto fotovoltaico. Fonte: Baseado em [47].	59
Figura 3.6 – Malha de controle do GBI. Fonte: Baseado em [45].	60
Figura 3.7 – Fluxograma do algoritmo P&O. Fonte: Baseado em [51]	60
Figura 3.8 – PLL implementado no ATP. Fonte: O Autor.	62
Figura 3.9 – Implementação do modelo médio do GBI no ATP. Fonte: Baseada em [45] e [49].	64

Figura 3.10 – Malha de controle de potência reativa – Excitatriz ST1C. Fonte: Baseado em [59].	67
Figura 3.11 – Regulador de velocidade modelado para o GSH. Fonte: Adaptado de [60].	68
Figura 3.12 – Metodologia para estimação da frequência. Adaptado de [41].	70
Figura 3.13 - Lógica de disparo das funções de proteção 81O/U. Fonte: Adaptado de [7].	70
Figura 3.14 - Metodologia usada para o cálculo da tensão RMS em p.u. Fonte: Adaptado de [41].	71
Figura 3.15 – Lógica de disparo das funções de proteção 27/59. Fonte: Adaptado de [7].	71
Figura 3.16 - Lógica de disparo da função 81R. Fonte: Adaptado de [7].	72
Figura 3.17 – Implementação da proteção ativa GEFS. Fonte: Adaptado de [33].	72
Figura 3.18 - Implementação da proteção ativa GEVS. Fonte: Adaptado de [33].	73
Figura 3.19 – Procedimentos para o cálculo do ganho para a técnica GEFS. Fonte: Adaptado de [33].	75
Figura 3.20 - Diagrama de Bode para $K_{GEFS} = 0,01$ para o GBI de 2,0 MVA. (a) Ganho do sinal Δi para o sistema conectado. (b) Fase do sinal Δi para o sistema conectado. (c) Ganho do sinal Δi para o sistema ilhado. (d) Fase do sinal Δi para o sistema ilhado. Fonte: O Autor.	77
Figura 3.21 - Diagrama de Bode para $K_{GEVS} = 10$ para o GBI de 2,0 MVA. (a) Ganho do sinal Δi para o sistema conectado. (b) Fase do sinal Δi para o sistema conectado. (c) Ganho do sinal Δi para o sistema ilhado. (d) Fase do sinal Δi para o sistema ilhado. Fonte: O Autor.	78
Figura 3.22 – Detecção do ilhamento conforme a norma IEC 62116 [35] com o GBI de 1,0 MVA munido com técnica ativa GEFS. Fonte: O Autor.	78
Figura 3.23 - Detecção do ilhamento conforme a norma IEC 62116 [35] com o GBI de 1,0 MVA munido com técnica ativa GEVS. Fonte: O Autor.	79
Figura 3.24 – Falha na detecção do ilhamento conforme a norma IEC 62116 [35] com o GBI de 1,0 MVA munido com técnica ativa GEVS para $K_{GEVS}=6$. Fonte: O Autor.	80
Figura 3.25 – Fluxograma para as múltiplas simulações computacionais. Fonte: O Autor.	82
Figura 3.26 – Possíveis pontos operacionais pré-evento do sistema no ponto de ilhamento. Fonte: O Autor.	82

Figura 3.27 - Definição das ilhas estudadas na dissertação. Fonte: O Autor.	83
Figura 3.28 - Avaliação do risco de ilhamento não intencional. Fonte: O Autor.	84
Figura 4.1 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,77$ p.u. e $\Delta Q=0,04$ p.u. do Caso 2 considerando ajuste #2 – Cenário 1. Fonte: O Autor	89
Figura 4.2 – Tensão e frequência no PAC do GBI com e sem técnicas ativas para $\Delta P=0,060$ p.u. e $\Delta Q=-0,009$ p.u. Cenário 1 – Caso 1 (STA), Caso 3 (GEFS) e Caso 4 (GEVS). Fonte: O Autor.....	90
Figura 4.3 – Tensão e sinal de <i>TRIP</i> do GBI com $\Delta P=-0,170$ p.u. e $\Delta Q=0,309$ p.u. com diferentes técnicas anti-ilhamento considerando ajuste #3. Cenário 1 – Caso 1 (STA), Caso 3 (GEFS) e Caso 4 (GEVS). Fonte: O Autor.....	92
Figura 4.4 - ZNDs do Caso 3 e Caso 4 considerando o tempo de dropout nos ajustes #3 – Cenário 1. Fonte: O Autor	93
Figura 4.5 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,786$ p.u. e $\Delta Q = -0,136$ p.u. do Caso 1 considerando ajuste #3 – Cenário 1. Fonte: O Autor	94
Figura 4.6 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,124$ p.u. e $\Delta Q=0,348$ p.u. do Caso 4 considerando ajuste #3 com tempo de dropout em 2,0 s – Cenário 1. Fonte: O Autor	95
Figura 4.7 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,77$ p.u. e $\Delta Q=-0,17$ p.u. do Caso 2 com ajuste #2 – Cenário 2. Fonte: O Autor.	97
Figura 4.8 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,77$ p.u. e $\Delta Q=-0,17$ p.u. do Caso 4 com ajuste #2 – Cenário 2. Fonte: O Autor.	98
Figura 4.9 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,27$ p.u. e $\Delta Q=0,40$ p.u. do Caso 2 com ajuste #3 – Cenário 2. Fonte: O Autor.....	99
Figura 4.10 - Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,27$ p.u. e $\Delta Q=0,40$ p.u. do Caso 1 com ajuste #3 – Cenário 2. Fonte: O Autor.....	100
Figura 4.11 - ZNDs do Caso 2 e Caso 3 considerando o tempo de <i>dropout</i> nos ajustes #3 – Cenário 2. Fonte: O Autor.	100
Figura 4.12 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,05$ p.u. e $\Delta Q=-0,04$ p.u. do Caso 2 com ajuste #3 – Cenário 2. Fonte: O Autor	102
Figura 4.13 - ZNDs do Caso 3 e Caso 4 considerando o tempo de dropout nos ajustes #3 – Cenário 3. Fonte: O Autor.	105

Figura 5.1 – Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de <i>trip</i> para $\Delta P=-0,33$ p.u. e $\Delta Q=0,01$ p.u. do Caso 1 com ajuste #1 – Cenário 1 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor	112
Figura 5.2 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de <i>trip</i> para $\Delta P=0,25$ p.u. e $\Delta Q=0,10$ p.u. do Caso 1 com ajuste #1 – Cenário 1 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor	113
Figura 5.3 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de <i>trip</i> para $\Delta P=0,25$ p.u. e $\Delta Q=0,10$ p.u. do Caso 2 com ajuste #1 – Cenário 1 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor	114
Figura 5.4 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de <i>trip</i> para $\Delta P=0,25$ p.u. e $\Delta Q=0,10$ p.u. do Caso 3 com ajuste #1 – Cenário 1 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor	115
Figura 5.5 – ZNDs do GBI para o Caso 1 e Caso 3 – Ajuste #1. Fonte: O Autor.	115
Figura 5.6 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de <i>trip</i> para $\Delta P=0,73$ p.u. e $\Delta Q=0,04$ p.u. do Caso 2 com ajuste #1 – Cenário 2 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor	118
Figura 5.7 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de <i>trip</i> para $\Delta P=0,13$ p.u. e $\Delta Q=0,46$ p.u. do Caso 1 com ajuste #1 – Cenário 2 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor	119
Figura 5.8 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de <i>trip</i> para $\Delta P=0,76$ p.u. e $\Delta Q=-0,13$ p.u. do Caso 3 com ajuste #1 – Cenário 2 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor	120
Figura 5.9: ZNDs do GSH para o Caso 3 – Ajuste #1. Fonte: O Autor.....	121
Figura 5.10 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de <i>trip</i> para para $\Delta P=0,21$ p.u. e $\Delta Q=0,39$ p.u. do Caso 2 com ajuste #1 – Cenário 3 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor	123
Figura 5.11 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de <i>trip</i> para $\Delta P=-0,05$ p.u. e $\Delta Q=0,26$ p.u. do Caso 2 com ajuste #1 – Cenário 3 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor	124
Figura 5.12 – ZND do GSH considerando o ajuste #1 – Caso 2 (GBI com GEFS). Fonte: O Autor.....	125
Figura 5.13 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de <i>trip</i> para $\Delta P=-0,15$ p.u. e $\Delta Q=-0,05$ p.u. do Caso 1 com ajuste #1 – Cenário 1 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor	125

Figura 5.14 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de <i>trip</i> para $\Delta P=-0,15$ p.u. e $\Delta Q=-0,05$ p.u. do Caso 3 com ajuste #1 – Cenário 3 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor.....	126
Figura 5.15 – ZNDs de 3 s do GSH para o Caso 1 do Cenário 1 e Cenário 3 – Ajuste #1. Fonte: O Autor.	128
Figura 5.16 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de <i>trip</i> para $\Delta P=-0,33$ p.u. e $\Delta Q=0,01$ p.u. do Caso 1 com ajuste #1 – Cenário 4 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor.....	130
Figura 6.1 - Curvas de geração e demanda. Fonte: O Autor.	134
Figura 6.2 – ZNDs de 2,0 s do GSH estudado para dois ajustes distintos. Fonte: O Autor.....	135
Figura 6.3: Sistema usado para análise de risco. Fonte: O Autor.....	136
Figura 6.4: ZND do GBI de 1,0 MVA sem técnicas ativas considerando ilha com ambas as topologias de GD. Fonte: O Autor.	137
Figura 6.5: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 1,0 MVA sem técnicas passivas e para períodos sem irradiância. Fonte: O Autor.....	138
Figura 6.6: ZND do GBI de 1,0 MVA com técnicas ativa GEFS considerando ilha com ambas as topologias de GD. Fonte: O Autor.....	139
Figura 6.7: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 1,0 MVA com técnica ativa GEFS e para períodos sem irradiância. Fonte: O Autor.	140
Figura 6.8: ZND do GBI de 1,0 MVA com técnica ativa GEVS considerando ilha com ambas as topologias de GD. Fonte: O Autor.....	141
Figura 6.9: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 1,0 MVA com técnica ativa GEVS e para períodos sem irradiância. Fonte: O Autor.....	142
Figura 6.10: Comparação dos riscos obtidos por meio da metodologia via ZND e simulações dinâmicas no ATP para o GSH e GBI de 1,0 MVA quando ambos as GDs estão com um conjunto de ajustes distintos. Fonte: O Autor.	143
Figura 6.11 - ZND do GBI de 2,0 MVA sem técnicas ativas considerando ilha com ambas as topologias de GD. Fonte: O Autor.	144
Figura 6.12 - ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 2,0 MVA sem técnicas passivas e para períodos sem irradiância. Fonte: O Autor. ...	145
Figura 6.13: ZND do GBI de 2,0 MVA com técnicas ativa GEFS considerando ilha com ambas as topologias de GD. Fonte: O Autor.....	146

Figura 6.14: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 2,0 MVA com técnica ativa GEFS e para períodos sem irradiância. Fonte: O Autor.	147
Figura 6.15: ZND do GBI de 2,0 MVA com técnica ativa GEVS considerando ilha com ambas as topologias de GD. Fonte: O Autor.	148
Figura 6.16: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 2,0 MVA com técnica ativa GEVS e para períodos sem irradiância. Fonte: O Autor.	149
Figura 6.17: Comparação dos riscos obtidos por meio da metodologia via ZND e simulações dinâmicas no ATP para o GSH e GBI de 2,0 MVA quando ambos as GDs estão com um conjunto de ajustes distintos. Fonte: O Autor.	150
Figura 6.18: ZND do GBI de 1,0 MVA sem técnicas ativas considerando ilha com ambas as topologias de GD em que os geradores estão com os mesmos ajustes. Fonte: O Autor.	151
Figura 6.19: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 1,0 MVA sem técnicas passivas e para períodos sem irradiância em que os geradores estão com os mesmos ajustes. Fonte: O Autor.	152
Figura 6.20: ZND do GBI de 1,0 MVA com técnicas ativa GEFS considerando ilha com ambas as topologias de GD em que os geradores estão com os mesmos ajustes. Fonte: O Autor.	153
Figura 6.21: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 1,0 MVA com técnica ativa GEFS e para períodos sem irradiância em que os geradores estão com os mesmos ajustes. Fonte: O Autor.	154
Figura 6.22: ZND do GBI de 1,0 MVA com técnica ativa GEVS considerando ilha com ambas as topologias de GD em que os geradores estão com os mesmos ajustes. Fonte: O Autor.	155
Figura 6.23: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 1,0 MVA sem técnicas passivas e para períodos sem irradiância em que os geradores estão com os mesmos ajustes. Fonte: O Autor.	156
Figura 6.24: Comparação dos riscos obtidos por meio da metodologia via ZND e simulações dinâmicas no ATP para o GSH e GBI de 1,0 MVA quando ambos as GDs estão com um conjunto de ajustes iguais. Fonte: O Autor.	157

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Suportabilidade a subfrequências e sobfrequências dinâmicas no PAC da GD. Fonte: Retirado de [14].	37
Tabela 2.2 - Ajustes 81U/O para inversores exigidos pelo INMETRO [13]. Fonte: Retirado de [13].	38
Tabela 2.3 – Ajustes 27/59 para inversores exigidos pelo INMETRO. Fonte: Retirado de [13].	38
Tabela 3.1 - Dados de sequência do Equivalente de Rede. Fonte: O Autor	53
Tabela 3.2 - Dados da linha de subtransmissão. Fonte: O Autor	53
Tabela 3.3 - Parâmetros de Sequência Positiva e Zero dos cabos da média tensão. Fonte: Retirado de [44].	54
Tabela 3.4 - Parâmetros de cada alimentador da média tensão. Fonte: O Autor	54
Tabela 3.5 - Parâmetros dos transformadores do sistema. Fonte: O Autor	55
Tabela 3.6 - Parâmetros dos bancos de capacitores (BC1 e BC2). Fonte: O Autor	55
Tabela 3.7 – Demanda nominais de cada carga do sistema analisado. Fonte: O Autor	56
Tabela 3.8 – Parâmetros Elétricos do GBI de 1,0, 1,5 e 2,0 MVA. Fonte: O Autor	65
Tabela 3.9 – Parâmetros do GSH. Fonte: Retirado de [58]	66
Tabela 3.10 – Ganhos do regulador de potência reativa. Fonte: O Autor	67
Tabela 3.11 – Ganhos do regulador de velocidade. Fonte: O Autor	68
Tabela 3.12 - Parâmetros elétricos usados no sistema para o cálculo dos ganhos das técnicas ativas de ambos os GBIs. Fonte: O Autor.	76
Tabela 4.1 - Ajuste #1 para as proteções passivas anti-ilhamento empregados para GBI. Fonte: O Autor	87
Tabela 4.2 - Demais ajustes aplicados a GBIs com base em variações em #1. Fonte: O Autor	87
Tabela 4.3 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 1 – Tempo de detecção de 2,0 s. Fonte: O Autor.	88

Tabela 4.4 - Número de simulações que os ajustes #2, #3, #5 e #6 com a inclusão do tempo de dropout em 2,0 s, detectaram oilhamento em cada caso com tempo de detecção em 2,0 s – Cenário 1.....	91
Tabela 4.5 - Número de simulações que os ajustes #2, #3, #5 e #6 atuaram para os casos do Cenário 1 – Tempo de detecção de 3,0 segundos	93
Tabela 4.6 - Número de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando tempo máximo para detecção do evento em 3,0 s e tempo de <i>dropout</i> em 2,0 s para ajustes #2, #3, #5 e #6 – Cenário 1.....	95
Tabela 4.7 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 2 – Tempo de detecção de 2,0 s.....	96
Tabela 4.8 - Número de simulações que os ajustes #2, #3, #5 e #6, com a inclusão do tempo de <i>dropout</i> em 2,0 s, detectaram o ilhamento em cada caso com tempo de detecção em 2,0 s – Cenário 2.....	98
Tabela 4.9 - Número de simulações que os ajustes #2 e #5 atuaram para os casos do Cenário 2 – Tempo de detecção de 3,0 segundos	101
Tabela 4.10 - Número de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando tempo máximo para detecção do evento em 3,0 s e tempo de dropout em 2,0 s para ajustes #2, #3, #5 e #6 – Cenário 2.....	101
Tabela 4.11 - Número de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando tempo máximo para detecção do evento em 3,0 s e tempo de <i>dropout</i> em 0,5 s para ajustes #2, #3, #5 e #6 – Cenário 2.....	103
Tabela 4.12 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 3 – Tempo de detecção de 2,0 s.....	104
Tabela 4.13 - Número de simulações que os ajustes #2, #3, #5 e #6, com a inclusão do tempo de <i>dropout</i> em 2,0 s, detectaram o ilhamento em cada caso com tempo de detecção em 2,0 s – Cenário 3	104
Tabela 4.14 - Número de simulações que os ajustes #2 e #5 atuaram para os casos do Cenário 3 – Tempo de detecção de 3,0 s.....	106
Tabela 4.15 - Número de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando tempo máximo para detecção do evento em 3,0 s e tempo de <i>dropout</i> em 2,0 s para ajustes #2, #3, #5 e #6 – Cenário 3.....	106
Tabela 4.16 - Número de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando tempo máximo para detecção do evento em 3,0 s e tempo de dropout em 0,5 s para ajustes #2, #3, #5 e #6 – Cenário 3.....	107

Tabela 5.1 - Ajuste #1 para as proteções passivas anti-ilhamento empregados para GBI e GSH. Fonte: O Autor	110
Tabela 5.2 – Ajuste adicional para a inclusão da função 81R. Fonte: O Autor.....	110
Tabela 5.3 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 1 para o GBI e GSH – Tempo de detecção de 2,0 s. Fonte: O Autor.....	111
Tabela 5.4 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 1 para o GBI e GSH – Tempo de detecção de 3,0 s. Fonte: O Autor.....	116
Tabela 5.5 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 2 para o GBI e GSH – Tempo de detecção de 2,0 s. Fonte: O Autor.....	117
Tabela 5.6 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 2 para o GBI e GSH – Tempo de detecção de 3,0 s. Fonte: O Autor.....	121
Tabela 5.7 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 3 para o GBI e GSH – Tempo de detecção de 2,0 s. Fonte: O Autor.....	122
Tabela 5.8 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 3 para o GBI e GSH – Tempo de detecção de 3,0 s. Fonte: O Autor.....	127
Tabela 5.9 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 4 – Tempo de detecção de 2,0 s. Fonte: O Autor.	129
Tabela 6.1: Cenários avaliados para o cálculo de risco de ilhamento. Fonte: O Autor.....	136
Tabela 7.1 – Principais recomendações sobre para aumentar os percentuais de detecção de perda de rede. Fonte: O Autor.	160

Sumário

1	Introdução	25
1.1	Justificativas e Objetivos do Trabalho	29
1.2	Organização do Trabalho	30
1.3	Publicações	30
2	Ilhamento	32
2.1	Ilhamento Intencional e Ilhamento Não Intencional	32
2.2	Esquemas de Proteção Anti-Ilhamento	33
2.2.1	Técnicas Passivas	33
2.2.2	Técnicas Ativas	34
2.2.3	Técnicas Remotas	35
2.2.4	Técnicas Híbridas	35
2.3	Requisitos de Suportabilidade	36
2.4	Falha na Detecção de Ilhamentos	39
2.4.1	Ilhas com GBIs	41
2.4.2	Ilhas com Geradores Síncronos	44
2.4.3	Ilhas com GBIs e Geradores Síncronos	45
2.5	Análise de Risco de Ilhamento Não Intencional	46
2.6	Considerações Finais	49
3	Modelagem e Método para as Simulações Computacionais	51
3.1	Modelagem do Sistema Elétrico	51
3.1.1	Equivalente de Rede (138 kV)	52
3.1.2	Linha de Subtransmissão	53
3.1.3	Cabos da Média Tensão	53
3.1.4	Transformador TF1	54
3.1.5	Banco de Capacitores (BC1 e BC2)	55

3.1.6	Cargas Eléctricas	55
3.1.7	Gerador Baseado em Inversor (GBI).....	56
3.1.8	Gerador Síncrono Hidráulico	66
3.1.9	Proteções Passivas.....	68
3.1.10	Proteções Ativas	72
3.2	Método	81
3.2.1	Procedimento para múltiplas simulações	81
3.2.2	Procedimento para o cálculo do risco	83
4	Ilhas com apenas GBIs.....	86
4.1	Ajuste das proteções passivas anti-ilhamento.....	86
4.2	Resultados das simulações.....	87
4.2.1	Cenário 1 – Inversor de 2 MVA conectado à barra 15.....	87
4.2.2	Cenário 2 – Inversor 1 de 1 MVA conectado à barra 15 e Inversor 2 de 1 MVA conectado à barra 11	96
4.2.3	Cenário 3 – Inversor 1 de 1 MVA conectado à barra 15 e Inversor 2 de 2 MVA conectado à barra 11	103
4.3	Considerações Finais	107
5	Ilhas com GBIs e GSH.....	109
5.1	Ajuste das proteções passivas anti-ilhamento.....	109
5.2	Resultados das simulações.....	111
5.2.1	Cenário 1 – GBI de 1 MVA conectado à barra 15 e GSH de 1,562 MVA conectado à barra 11	111
5.2.2	Cenário 2 - GBI de 1,5 MVA conectado à barra 15 e GSH de 1,562 MVA conectado à barra 11	116
5.2.3	Cenário 3 - GBI de 2 MVA conectado à barra 15 e GSH de 1,562 MVA conectado à barra 11	122
5.2.4	Cenário 4 - GBI de 1 MVA conectado à barra 15 e GSH de 1,562 MVA conectado à barra 11 (ambas as GDs com o mesmo conjunto de ajuste)	128
5.3	Considerações Finais	130
6	Análise de Risco de Ilhamento Não Intencional.....	133
6.1	Definição das curvas de geração e de demanda das cargas	133
6.2	Considerações preliminares para o cálculo de risco	134

6.3	Análise de Risco	135
6.3.1	GBI de 1,0 MVA e GSH 1,562 MVA com ajustes distintos	136
6.3.2	GBI de 2,0 MVA e GSH 1,562 MVA com ajustes distintos	144
6.3.3	GBI de 1,0 MVA e GSH 1,562 MVA com ajustes iguais.....	150
6.4	Considerações Finais	157
7	Conclusões.....	159
7.1	Trabalhos futuros.....	161
8	Referências Bibliográficas	163

Capítulo 1

Introdução

No cenário elétrico nacional é fato que nos últimos anos os investimentos em geração distribuída (GD) vêm ganhando destaque. O conceito de GD pode ser entendido da seguinte maneira:

centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [1].

No contexto da micro e minigeração distribuída, que de maneira geral estão associado à potência de até 75 kW e 3 MW, respectivamente, os investimentos em GD são crescente de ano para ano [2], conforme é ilustrado na Figura 1.1.

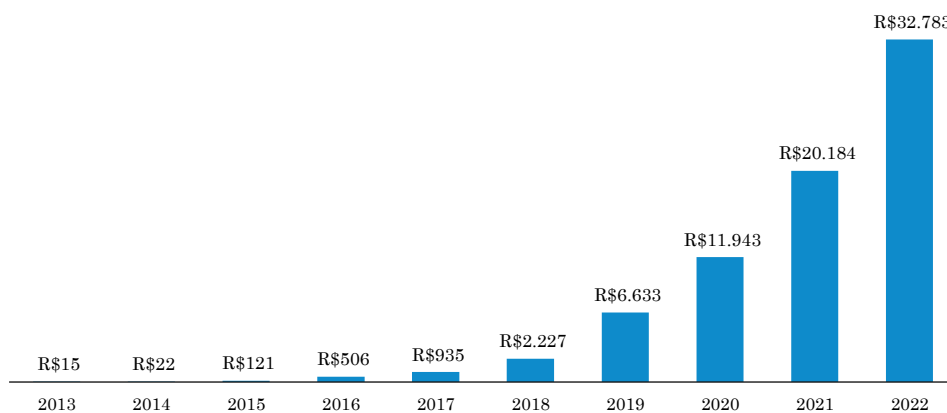


Figura 1.1 - Investimentos em GD no Brasil ao longo dos anos em R\$ milhões. Fonte: Gráfico obtido a partir dos dados disponibilizados por [2].

A Figura 1.1 mostra que o Brasil registrou um investimento recorde próximo de R\$ 33 bilhões em micro e minigeração distribuída em 2022 e que o perfil destes investimentos continuou crescente mesmo em um cenário com dificuldades econômicas impostas pela pandemia do COVID-19 entre 2020 e 2022. Ainda segundo [2], a energia fotovoltaica foi a fonte que recebeu a maior parcela dos investimentos em todos os períodos de análise. Para os próximos anos, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2031 [3] elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) projeta que o país possuirá uma potência instalada de 37 GW em micro e minigeradores distribuídos, sendo que a tecnologia solar fotovoltaica será responsável por cerca de 93% desse total. Portanto, estes dados reforçam a tendência de que o nível de penetração de GD no Brasil deve aumentar de maneira significativa nos próximos anos.

Os benefícios do emprego da GD são inúmeros e a referência [4] lista uma série de vantagens, como: (1) possibilidade de redução de perdas em sistemas de transmissão e distribuição, pois o emprego de geradores distribuídos pode tornar o sistema menos carregado, (2) uma grande quantidade de geradores distribuídos conectados no sistema elétrico pode reduzir a necessidade imediata de investimentos em subestações de distribuição, (3) o emprego de geradores distribuídos através de fontes renováveis contribuem para o desenvolvimento econômico sustentável de um país, (4) GD baseada em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), energia eólica, fotovoltaica ou biomassa ajuda no fornecimento de energia elétrica para áreas remotas, como por exemplo áreas rurais.

Apesar da lista dos benefícios do emprego da GD ser extensa, o engenheiro eletricista deve fazer estudos preliminares para o emprego do gerador distribuído. Isso porque os sistemas de distribuição de energia foram construídos com base em uma lógica radial, isto é, o fluxo de potência é unidirecional, fluindo da subestação para as cargas. Um sistema de distribuição com elevada penetração de geradores distribuídos pode apresentar problemas com níveis de tensão elétrica e fluxo de potência bidirecional [4]. Por exemplo, [5] simula um sistema de distribuição com 16 barras com diferentes níveis de penetração de energia fotovoltaica. O artigo conclui que uma alta penetração de geradores fotovoltaicos pode gerar sobretensões no sistema de distribuição, o que violaria os limites impostos pelos órgãos reguladores, além de poder causar sobrecarga de transformadores e aumento de perdas nos cabos do sistema de distribuição. Em [6], é destacado ainda um outro problema referente à proteção contra curtos-circuitos: como a inserção de geradores distribuídos permite o fluxo de potência bidirecional, então a lógica de proteção contra sobrecorrente torna-se mais complexa pois o engenheiro eletricista

deverá se preocupar com tópicos como perda da sensibilidade, perda da coordenação e atuação incorreta.

Um outro motivo de preocupação que surge devido à alta penetração de GD e que é o foco desta dissertação é o ilhamento. Tal evento é caracterizado pela perda da conexão elétrica entre a rede e o gerador distribuído, de modo que cargas do sistema de distribuição sejam alimentadas exclusivamente pela GD. Na maioria das vezes, este evento é indesejado pelas concessionárias (ilhamento não intencional) pois pode trazer diversos riscos, como:

- Risco de segurança para os empregados das concessionárias: funcionários da distribuidora podem fazer manutenção de um trecho do sistema em que se acredita que não está energizado, mas na realidade está energizado devido à presença de GD. Isso representa um risco para a vida destes colaboradores [7];
- A concessionária não tem como garantir a qualidade de energia elétrica dentro da ilha, conforme exige os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8 [8].
- Risco de fechamento de religadores fora de sincronismo com geradores síncronos, solicitando correntes elevadas destes [7];
- A ausência da rede elétrica diminui os níveis de curto-circuito dentro da ilha. Dessa forma, as proteções de sobrecorrente podem perder a coordenação entre si, uma vez que eles foram dimensionadas e ajustadas para a operação com a rede elétrica [7].

Sendo assim, fica evidente a importância da detecção do ilhamento para as concessionárias de energia. Empresas distribuidoras brasileiras como COELBA [9]-[10] e CEMIG [11] estabelecem que o gerador distribuído deve ser desconectado da rede elétrica em até 2,0 s quando houver o ilhamento não intencional. Essa exigência está em conformidade com o guia IEEE 1547-2018 [12], que apresenta recomendações de como os geradores distribuídos devem operar e se comportar quando conectados à rede elétrica. Entretanto, guias técnicos como a própria IEEE 1547-2018 [12], Portaria N°140, de 21 de março de 2022 do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) [13] e a carta do ONS DPL-REL-0317/2020 [14] apontam que geradores distribuídos devem cumprir certos requisitos de suportabilidade contra variações de tensão e frequência para não prejudicar a estabilidade do sistema elétrico interligado. Na literatura, tais requisitos são referenciados como *ride-through requirements*. Em outras palavras, a GD, mesmo em situações adversas como em cenários com queda/aumento

brusco de tensão e frequência, deve permanecer conectada à rede por um período mínimo para fornecer suporte a essa e evitar o colapso do sistema elétrico no caso de distúrbios no sistema de transmissão. Destaca-se ainda que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Normativa N°1.076, de 3 de outubro de 2023 [15], especifica os requisitos de suportabilidades que os geradores distribuídos devem cumprir. Sendo assim, ao mesmo tempo em que há o interesse em desligar a GD na ocorrência do ilhamento não intencional, existe também o desejo de manter o gerador distribuído conectado à rede em situações adversas e por isso é necessário verificar o impacto de tais requisitos na detecção de ilhamentos. O sucesso na detecção deste tipo de evento depende das condições do fluxo de potência na rede elétrica na situação imediatamente antes do ilhamento, pré-ilhamento, bem como da proteção anti-ilhamento usada. De acordo com [7] e [16], as principais técnicas anti-ilhamento são divididas em passivas, ativas e remotas. Em [17] e [18] os autores incluem ainda uma quarta classe de técnicas de detecção de ilhamento, que são as híbridas. As técnicas passivas são as mais comuns e as mais baratas por não necessitarem de mudanças significativas no sistema de proteção [17]. As técnicas ativas têm como objetivo enviar sinais de distúrbios no sistema elétrico que são capazes de desestabilizá-lo em situações de ilhamento. Por outro lado, as técnicas remotas são as mais confiáveis, mas também as mais caras. Elas funcionam por meio da comunicação entre a distribuidora de energia e a GD [17]. Dentre as quatro classes de técnicas citadas, as passivas possuem uma maior probabilidade de falha na detecção de ilhamentos, isto é, apresenta uma maior Zona de Não Detecção (ZND), que é a região no plano desbalanço de potência ativa e reativa em que a detecção do ilhamento não é possível. Mais detalhes sobre ZNDs são apresentadas ao longo da dissertação. As técnicas ativas apresentam ZNDs menores quando comparadas com as técnicas passivas, enquanto as técnicas remotas não apresentam ZNDs [17]-[18]. As técnicas híbridas, por sua vez, consistem no emprego simultâneo de duas ou mais técnicas citadas anteriormente.

Uma vez que é de conhecimento geral que há um aumento da penetração de micro e minigeradores distribuídos, torna-se então necessário avaliar o impacto dos requisitos de suportabilidade contra variações de tensão e frequência na detecção de ilhamentos, pois isso impede que as proteções anti-ilhamento sejam ajustadas de maneira sensível. Do ponto de vista da concessionária, é interessante que ela tenha noção do risco de ocorrência de uma ilha em suas redes elétricas.

1.1 Justificativas e Objetivos do Trabalho

Como os requisitos de suportabilidade contra variações de tensão e frequência são um tema recente no contexto brasileiro, esta dissertação se propõe a analisar a falha na detecção de ilhamentos considerando os requisitos *ride-through* propostos pelo INMETRO e ONS para ilhas com geradores baseado em inversores (GBIs) e ilhas com GBIs e geradores síncronos (GSs). Este é o tema central do trabalho. A justificativa no uso destes dois geradores se deve ao fato de que é esperado um aumento significativo no nível de penetração do primeiro no sistema elétrico brasileiro, conforme mostrado no início deste capítulo, e o segundo é responsável por fornecer resposta inercial à ilha, o que significa que a geração síncrona é capaz de armazenar energia cinética e com isso há a tentativa de manter a frequência do sistema em um nível constante por curtos períodos de tempo, mesmo que ocorra uma mudança repentina de carga. Assim, com estes dois tipos de geradores, é possível criar cenários variando o nível de penetração de GBIs, bem como a resposta inercial presente na ilha. Em relação às proteções anti-ilhamento, são usadas as proteções passivas sub/sobrefrequência (função ANSI81 U/O), taxa de variação de frequência (função ANSI 81R) e sub/sobretensão (função ANSI 27/59), pois estas são tradicionalmente empregadas [14]. No caso dos GBIs, segundo [14], é comum também o emprego de técnicas ativas anti-ilhamento da *Sandia* ou da *General Electric* (GE) com o objetivo de reduzir o risco de formação de uma rede ilhada. No caso desta dissertação, foram modeladas as técnicas da GE.

Ao longo deste trabalho, os seguintes objetivos devem ser atingidos:

- Apresentar uma revisão bibliográfica sobre a análise de falha na detecção de ilhamentos não intencionais;
- Apresentar e modelar o sistema elétrico de distribuição em estudo, bem como os seus componentes elétricos (subestações, linhas de distribuição, cargas, GDs, proteções anti-ilhamento, etc.) no *software Alternative Transients Program* (ATP);
- Obter a ZND para ilhas com somente GBIs e ilhas com GBIs e GSs, considerando as técnicas passivas e ativas anti-ilhamento;
- Calcular indicadores referentes ao risco de ilhamento não intencional.

1.2 Organização do Trabalho

Esta dissertação está organizada em sete capítulos. Neste capítulo foram apresentados comentários sobre as motivações da GD estar crescendo no país e abordou as justificativas e objetivos deste trabalho.

O segundo capítulo apresenta uma revisão bibliográfica sobre o tema, abrangendo tópicos como diferenças entre ilhamento intencional e ilhamento não intencional, principais esquemas anti-ilhamento usados e análise de risco na falha na detecção do evento.

O terceiro capítulo apresenta o sistema elétrico de distribuição modelado no ATP, assim como a modelagem do gerador distribuído e das proteções anti-ilhamento. Adicionalmente, é descrita a metodologia empregada para realizar as simulações computacionais e a análise de risco.

O quarto capítulo analisa o desempenho na detecção de ilhas somente com GBIs, considerando diversos cenários que variam o esquema anti-ilhamento empregado e o nível de penetração de GBI.

O quinto capítulo analisa o desempenho na detecção de ilhas contendo GBIs e GS. O estudo considera diversos cenários, nos quais variam o esquema anti-ilhamento empregado e o nível de penetração de GBI.

O sexto capítulo realiza uma avaliação de risco de ilhamento não intencional utilizando os dados e informações coletadas nos capítulos anteriores.

O sétimo capítulo encerra com as conclusões.

1.3 Publicações

Os seguintes trabalhos foram aceitos para publicações:

- PINTO, S.A.; VIEIRA, J.C.M.; MOTTER, D.; VILIBOR, H.O.; RIBOLDI, V.B. Avaliação do Impacto dos Requisitos de Suportabilidade na Detecção de Ilhamentos em Geração Distribuída Baseada em Inversor. **15th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**, São Bernardo do Campo, SP, Brasil, 2023;
- BENDER, S.G.; ISCUSSATI, R.B.; SIQUEIRA, V.F.B.F.; PINTO, S.A.; MOTTER, D.; ALMEIDA, A.B.; VIEIRA, J.C.; VILIBOR, H.; RIBOLDI, V.B. Desempenho da Função ANSI 81R Considerando Requisitos de

Suportabilidade e Variações na Janela de Medição. **15th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**, São Bernardo do Campo, SP, Brasil, 2023.

Capítulo 2

Ilhamento

O capítulo aborda diversos aspectos relacionados ao ilhamento em sistemas de distribuição, tais como a diferença entre ilhamento intencional e ilhamento não intencional, os esquemas de proteção anti-ilhamento mais utilizados, os requisitos de suportabilidade contra variações de tensão e frequência, falhas na detecção de ilhamentos e, por fim, uma análise de risco de ilhamento não intencional. Com isso, o objetivo é fornecer uma visão abrangente sobre o tema, de modo a subsidiar o entendimento dos leitores.

2.1 Ilhamento Intencional e Ilhamento Não Intencional

De acordo com o guia IEEE 1547-2018 [12], o ilhamento pode ser classificado em intencional e não intencional, sendo que o primeiro pode ser subclassificado ainda em programado e não programado. No ilhamento intencional não programado, há a perda da rede de maneira inesperada e após esse evento, algum gerador distribuído deve fazer o chaveamento do seu controle no modo potência constante para o controle de tensão e frequência (controle V-f) [19] de modo a estabilizar a ilha. Ainda segundo [19], a mudança nos modos de controle do gerador distribuído deve ser feita de maneira automática por um esquema de detecção de ilhamento instalado no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) da GD e que envie um sinal para que o gerador possa chavear seus modos de controle em um tempo curto. Por outro lado, segundo o guia IEEE 1547-2018 [12] o ilhamento intencional programado é feito de maneira deliberada pela concessionária ou pelo proprietário da GD em situações específicas, como em condições

climáticas adversas ou para que a GD possa importar (exportar) energia da (para a) rede de maneira ótima em termos financeiros. Por fim, no ilhamento não intencional o gerador distribuído deve ser desconectado da rede um tempo máximo de 2,0 s, pelos mesmos motivos já apontados na introdução. Ainda, o IEEE 1547-2018 [12] permite a extensão desse tempo para até 5,0 s, desde que haja um acordo mútuo entre a concessionária e o proprietário da GD. O foco dos estudos desta dissertação é o ilhamento não intencional e que a partir de agora, caso não sejam feitos comentários adicionais, será referenciado simplesmente como ilhamento.

2.2 Esquemas de Proteção Anti-Ilhamento

Conforme já comentado anteriormente, a operação da GD no modo ilhado pode representar um risco para a vida humana, além de degradar a qualidade de energia elétrica e impactar a performance das proteções de sobrecorrente dentro da ilha. Por causa disso, a orientação geral é que o ilhamento seja detectado de modo que o gerador distribuído seja desconectado do sistema. Para que isso seja possível, usualmente são empregados esquemas anti-ilhamento que são classificados em: técnicas passivas, ativas, remotas e híbridas.

2.2.1 Técnicas Passivas

A técnica passiva opera baseada em medições de grandezas elétricas no ponto de conexão entre a GD e a rede elétrica [16]-[18], não introduzindo nenhum distúrbio no sistema. Normalmente, a técnica faz a leitura de tensão e frequência no PAC [17]. Essas medidas são comparadas com limiares pré-estabelecidos para a detecção do ilhamento, uma vez que o evento pode provocar desvios consideráveis nestas grandezas elétricas. As técnicas passivas são as mais baratas por não necessitarem de mudanças significativas no sistema de proteção [17], ou seja, são usados apenas os relés comerciais para a detecção do evento. Apesar do custo atrativo, as técnicas passivas não conseguem detectar o ilhamento em todos os cenários e por isso se diz que estas apresentam uma ZND maior do que os demais métodos [18].

De maneira geral, [18] afirma que os principais métodos passivos são: sub/sobretensão, sub/sobrefrequência, *Rate of Change of Output Power*, *Rate of Change of Frequency* (ROCOF), desequilíbrio de tensão e salto de vetor. De maneira mais

específica no contexto de inversores, o *Electric Power Research Institute* (EPRI) fez uma pesquisa [20] na qual dezesseis fabricantes de inversores revelaram os métodos passivos empregados em seus GBIs. O resultado da pesquisa está ilustrado na Figura 2.1.

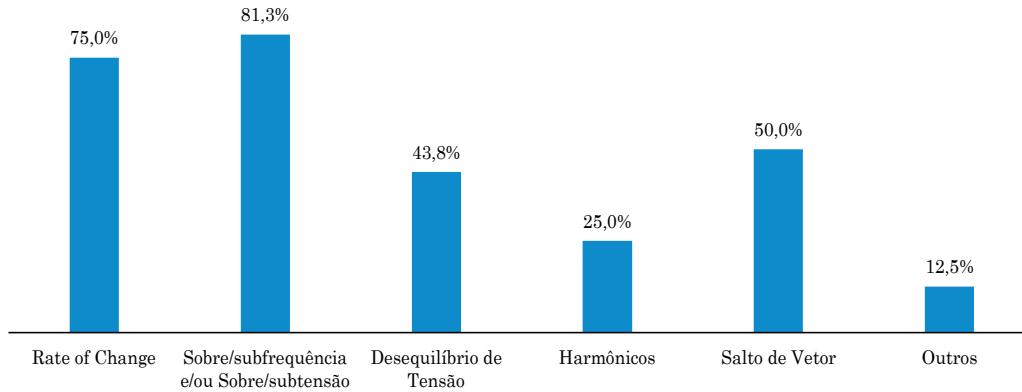


Figura 2.1 – Proteções anti-ilhamento passivas usadas em inversores. Fonte: Gráfico obtido a partir dos dados disponibilizados por [20].

Na Figura 2.1, *Rate of Change* inclui uma das seguintes taxas de variações: frequência, tensão ou potência.

2.2.2 Técnicas Ativas

Com o intuito de reduzir a ZND dos métodos passivos [18], foram desenvolvidas as técnicas ativas nas quais a GD envia sinais de distúrbios para o sistema elétrico [7]. O objetivo é que tais distúrbios desviem a tensão e/ou frequência para valores além dos limites permitidos pela concessionária para que haja a detecção do ilhamento. Com a presença da rede elétrica (sem ilhamento), esses distúrbios não devem ser relevantes para o sistema uma vez que a tensão e a frequência no PAC são impostas pela rede da concessionária, já que essa é mais forte¹ do que a GD e por isso as técnicas ativas não devem ter sucesso em desviar tais grandezas elétricas. Entretanto, sem a presença da fonte forte, nenhum elemento é capaz de impor a tensão e/ou frequência no PAC e por isso os distúrbios introduzidos por tais técnicas devem ter sucesso em desviar essas grandezas elétricas e permitir a detecção do evento. No entanto, devido ao envio constante de distúrbios na rede elétrica, as técnicas ativas podem degradar a qualidade da energia elétrica.

¹ Pode-se medir a força de uma rede em relação a um gerador distribuído por meio do *stiffness ratio*, conforme definido pela IEEE 1547.7-2013 *IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection*. Quanto maior o valor do *stiffness ratio*, maior a força da rede em relação ao gerador distribuído.

2.2.3 Técnicas Remotas

Essas técnicas baseiam-se na comunicação entre a concessionária, dispositivos de proteção e os geradores distribuídos [7]. De acordo com [7] e [18], uma forma de implementar uma técnica remota consiste em um transmissor no lado da rede da concessionária e um receptor no lado do gerador distribuído. Assim, o emissor envia sinais continuamente, de modo a serem recebidos pelo receptor. Na situação de ilhamento, devido à abertura de algum elemento de proteção, o sinal oriundo do emissor não poderá ser lido pelo receptor e com isso o ilhamento é detectado. Essa técnica recebe o nome de *Power Line Carrier Communication* (PLCC). A técnica remota pode também utilizar o sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA), comentado por [7] e [17], que diz respeito ao monitoramento dos estados dos disjuntores do sistema de distribuição. Quando o sistema detecta que há um disjuntor aberto com a formação de uma ilha, emite-se um sinal para abertura do disjuntor do gerador distribuído, de modo a extinguir o ilhamento. Tais métodos são muito confiáveis e possuem ZND nula, desde que não haja falhas no canal de comunicação. Entretanto, o custo de implementação dessas técnicas é elevado. Por exemplo, de acordo com [17], o uso do sistema SCADA para detecção de ilhamento de um único gerador distribuído varia entre US\$80.000 e US\$250.000.

2.2.4 Técnicas Híbridas

As técnicas híbridas consistem na combinação de dois métodos anti-ilhamento, normalmente passivos e ativos. O objetivo é reduzir a ZND dos métodos passivos sem que haja a degradação da qualidade da energia elétrica devido ao uso dos métodos ativos [18]. Neste tipo de técnica, o método passivo funciona de maneira contínua e caso este perceba variações de grandezas elétricas no PAC, aciona-se o método ativo de modo a permitir a detecção do ilhamento. Portanto, a técnica ativa só é acionada quando o método passivo percebe alterações nas grandezas elétricas no PAC e por isso a degradação da qualidade da energia elétrica é evitada em regime permanente.

Uma técnica híbrida comentada por [18] é a *Voltage Unbalance and Sandia Frequency Shift*. Nesta técnica, se o desequilíbrio de tensão no PAC violar um ajuste pré-estabelecido, a técnica ativa SFS é acionada para tentar desviar a frequência no PAC. No caso de o evento ser um ilhamento, a técnica ativa deve conseguir desviar esta grandeza elétrica e permitir a detecção do evento. Entretanto, se o evento que causou o

acionamento da técnica ativa não for um ilhamento, como por exemplo um chaveamento de carga, então a técnica ativa não deve conseguir desviar a frequência no PAC, uma vez que esta é imposta pela rede da concessionária e por isso a técnica é desligada.

2.3 Requisitos de Suportabilidade

Devido à necessidade de detectar o ilhamento em até 2,0 s, é usual que sejam utilizados ajustes sensíveis em geradores distribuídos nos sistemas de distribuição. Conforme indicado em [14], é possível encontrar ajustes na faixa de 0,1 Hz/s a 1 Hz/s para a função 81R, além de ajustes de atuação instantânea entre 3° e 10° para a função 78V e ajustes a partir de 59,5 Hz para a função 81U. Entretanto, operadores de sistemas elétricos ao redor do mundo têm percebido que eventos no sistema de transmissão podem causar excursão nos valores de frequência e/ou tensão no sistema de distribuição, causando a desconexão incorreta de geradores distribuídos por causa da adoção destes ajustes sensíveis nas proteções anti-ilhamento [14]. Ainda segundo [14], essa desconexão indesejada pode prejudicar a estabilidade do sistema elétrico interligado. Por exemplo, de acordo com o *National Grid* [21], em 27 de maio de 2008 no Reino Unido, após a perda de 1714 MW de geração convencional, a frequência do sistema oscilou em torno de 49,15 Hz por cerca de 1,5 minuto e isso causou a desconexão incorreta de 279 MW de GD, o que agravou a redução de frequência e demandou um corte maior de carga para restabelecer o equilíbrio entre carga e geração. Então, por causa da adoção de ajustes sensíveis em geradores distribuídos, 580 mil consumidores ficaram sem suprimento de energia elétrica. Em agosto de 2016, um incêndio na Califórnia provocou um curto-circuito em uma linha de transmissão de 500 kV cujo impacto foi a perda de 1200 MW de geração fotovoltaica [22]. Deste montante de potência, aproximadamente 700 MW de geração foi perdida pois a distorção na forma de onda de tensão provocada pelo curto-circuito fez com que os inversores medissem valores errôneos na frequência, provocando os seus desligamentos, uma vez que estavam configurados para desligar em 10 ms para frequências menores ou iguais a 57 Hz.

Sendo assim, fica claro que eventos que acontecem no sistema de transmissão podem causar a desconexão de geradores distribuídos por causa da adoção de ajustes sensíveis. É neste contexto que surgem os requisitos mínimos de suportabilidade contra variações de tensão e frequência (*ride-through requirements*) que a GD deve cumprir. No Brasil, o ONS [14] sugere requisitos mínimos de suportabilidade de tensão, frequência e derivada de frequência. Para a tensão por exemplo, [14] estabelece que se houver

variações temporárias no PAC em uma ou mais fases da GD devido a distúrbios externos, esse deve continuar operando sem interrupção, desde que a tensão da GD permaneça dentro da área destacada em azul na Figura 2.2.

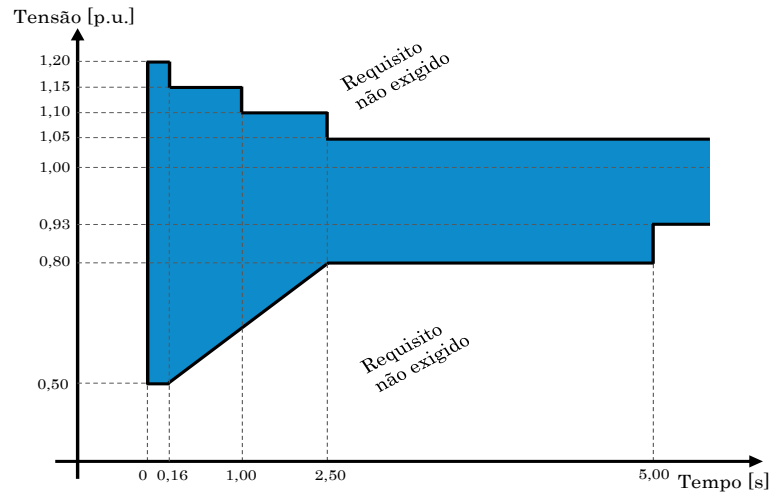


Figura 2.2 – Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas no PAC da GD. Fonte: Adaptado de [14].

Em relação à frequência, a Tabela 2.1 mostra os requisitos de frequência estabelecidos por [14].

Tabela 2.1 – Suportabilidade a subfrequências e sobfrequências dinâmicas no PAC da GD. Fonte: Retirado de [14].

Frequência [Hz]	Suportabilidade Mínima
$f \leq 57,0$	Não exigida
$57,0 < f \leq 57,5$	5 s
$57,5 < f \leq 58,5$	20 s
$58,5 < f < 62,5$ Hz	Operação Contínua
$62,5 < f \leq 63,0$ Hz	10 s
$f > 63,0$	Não exigida

Para a taxa de variação de frequência, [14] estabelece que a GD não deve empregar ajustes mais sensíveis do que 1,0 Hz/s quando esta for do tipo *Double-Fed Induction Generator* (DFIG) ou um GS. No caso de GBIs, a imunidade não deve ser inferior a 2,0 Hz/s. Em ambos os casos, a janela de medição mínima para o cálculo da média da derivada de frequência deve ser de 100 ms, mas não há comentários sobre a temporização a ser usada. Destaca-se aqui que nem sempre é possível exigir que a GD possa cumprir estes requisitos de frequência. Por exemplo, em [23] é apresentado um estudo de ilhamento intencional de uma planta industrial cuja GD é um GS a vapor.

Nesse caso, o limite de operação mecânica da turbina deste gerador é de 62,0 Hz, o que viola os requisitos da Tabela 2.1.

Em relação aos requisitos de suportabilidade exigidos pelo INMETRO [13] que são aplicados aos inversores, estes estão resumidos na Tabela 2.2 e na Tabela 2.3.

Tabela 2.2 - Ajustes 81U/O para inversores exigidos pelo INMETRO [13]. Fonte: Retirado de [13].

Proteção	Estágio	Ajuste Padrão		Faixa para possível variação dos ajustes	
		Frequência	Temporização	Frequência	Temporização
		[Hz]	[s]	[Hz]	[s]
81U	1°	57,4	5,0	$56,6 < f \leq 57,4$	5,0 a 25,0
	2°	56,9	0,1	$0,0 < f \leq 56,9$	0,1 a ajuste do Estágio 1
81O	1°	62,6	10,0	$62,6 \leq f < 63,1$	10,0 a 15,0
	2°	63,1	0,1	$63,1 \leq f$	0,1

Tabela 2.3 – Ajustes 27/59 para inversores exigidos pelo INMETRO. Fonte: Retirado de [13].

Proteção	Estágio	Ajuste Padrão		Faixa para possível variação dos ajustes	
		Tensão	Temporização	Tensão [p.u.]	Temporização
		[p.u.]	[s]	[p.u.]	[s]
27	1°	0,80	2,5	$0,50 < U \leq 0,80$	2,5 a 3,0
	2°	0,50	0,5	$0,20 < U \leq 0,50$	0,5 a ajuste do Estágio 1
	3°	0,20	0,02	$0,00 < U \leq 0,20$	0,02 a ajuste do Estágio 2
59	1°	1,12	1,0	$1,12 \leq U < 1,18$	1,0 a 1,5
	2°	1,18	0,02	$1,18 \leq U$	0,02

Por fim, destaca-se aqui que o ONS e o INMETRO não fazem comentários sobre o bloqueio das funções de proteção de frequência (81U/O/R) por subtensão, que é um parâmetro relevante para evitar o disparo incorreto da proteção, como por exemplo em situações de curtos-circuitos [7].

2.4 Falha na Detecção de Ilhamentos

Considerando o circuito apresentado na Figura 2.3, é possível compreender as razões pelas quais a detecção do ilhamento nem sempre é possível.

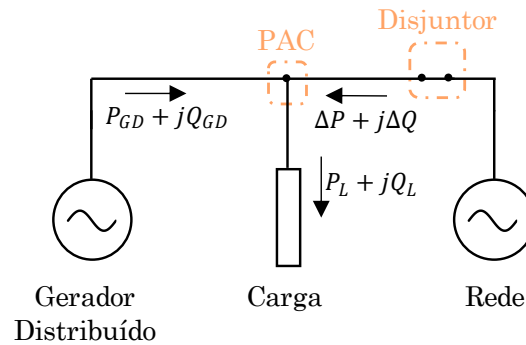


Figura 2.3 - Circuito simplificado de uma GD conectada à rede. Fonte: Adaptado de [16].

A formação de uma ilha estável ocorre quando há a perda da rede elétrica e as proteções anti-ilhamento falham em detectar o evento dentro do intervalo de tempo máximo estabelecido, geralmente de 2,0 s. Assim, na Figura 2.3, é possível ver de forma simplificada uma GD conectada à rede elétrica, ambos alimentando uma carga genérica. Os parâmetros P_{GD} e Q_{GD} representam, respectivamente, a potência ativa e reativa injetadas na rede pelo gerador distribuído. Já P_L e Q_L indicam, respectivamente, a demanda ativa e reativa da carga. Por fim, ΔP e ΔQ são utilizados para representar o fluxo de potência na rede e são referenciados como desbalanço de potência ativa e reativa no ponto de ilhamento, uma vez que representam a diferença entre a potência gerada pela GD e a demanda das cargas ($\Delta P = P_L - P_{GD}$, $\Delta Q = Q_L - Q_{GD}$).

De acordo com [16], haverá a formação de uma ilha estável não intencional se o disjuntor da rede da Figura 2.3 for aberto no instante em que a corrente fundamental eficaz oriunda da rede da concessionária for próxima de zero. Sendo assim, para que o ilhamento seja estável, é necessário que haja alguma fonte de potência reativa, pois a maioria das cargas têm demanda reativa. Segundo [16], as possíveis fontes de reativos são: (1) a própria GD, pois esta pode operar com fator de potência diferente da unidade e (2) capacitores instalados pelas concessionárias para a correção do fator de potência. Nessa situação em que ocorre o ilhamento no instante em que a corrente fundamental eficaz fornecida pela rede elétrica é nula, toda a potência consumida pela carga será provida pelo gerador distribuído e a perda da rede será imperceptível para as proteções anti-ilhamento, pois não haverá alterações significativas nos valores de tensão e

frequência da rede elétrica no PAC. Esse cenário também pode ocorrer quando a rede injeta ou recebe quantidades tão baixas de potência ativa e reativa na situação pré-ilhamento de tal forma que na ocorrência do evento, não há variações significativas na tensão e frequência do PAC. Portanto, é possível encontrar trabalhos na literatura ([7], [24]-[29]) que quantificam os desbalanços de potência ativa e reativa que impedem a detecção do evento considerando um conjunto específico de ajustes para as proteções anti-ilhamento e um tempo máximo de detecção. É nesse contexto que o conceito de ZND se aplica, o qual tem como objetivo mapear os desbalanço de potência no plano $\Delta P \times \Delta Q$ em que a detecção do ilhamento não é possível dentro do tempo requerido. Por exemplo, a Figura 2.4 ilustra uma ZND no qual não é possível detectar o evento para desbalanço de potência que estão dentro da região destacada em cinza escuro.

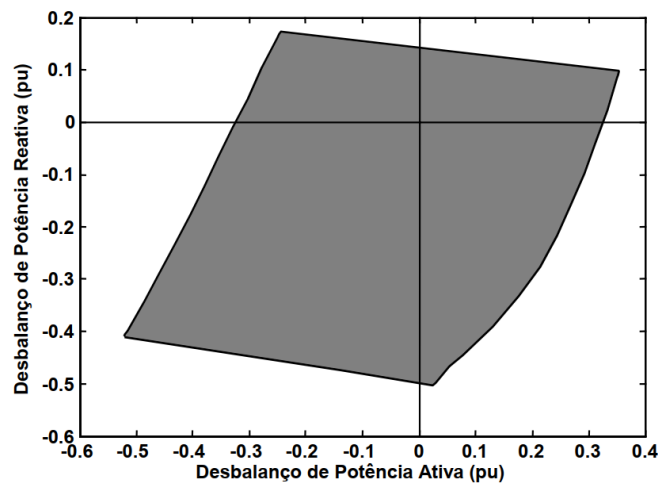


Figura 2.4 - Exemplo de uma zona de não detecção. Fonte: Retirado de [7].

É importante ressaltar aqui que tal ZND foi obtida considerando três fatores, a saber:

- Conjunto específico de proteções anti-ilhamento, no caso proteções passivas 81U/O para um gerador síncrono;
- Conjunto específico de ajustes para tais proteções, como valores de *pickups* e temporizações;
- Tempo máximo de detecção do evento em 500 ms.

A variação de um destes três fatores resultaria em uma ZND distinta. Por exemplo, caso o ajuste usado fosse mais sensível, a ZND seria reduzida em tamanho, o que seria positivo do ponto de vista da detecção de ilhamentos. No entanto, tal ajuste poderia gerar problemas para a estabilidade do sistema elétrico na ocorrência de outros eventos, conforme discutido na Seção 2.3 – Requisitos de Suportabilidade.

Apesar da ZND ser um método para avaliar o desempenho das proteções anti-ilhamento na detecção do evento, é importante destacar a limitação desse conceito. Isso porque metodologias distintas para mapear ΔP e ΔQ podem gerar diferentes resultados de ZND. Por exemplo, se em uma ilha houver duas cargas, é possível fazer diversas combinações em que as duas cargas podem ter a mesma demanda ou uma carga pode ter uma demanda maior do que a outra e ainda assim o desbalanço de potência na rede ser aproximadamente o mesmo nessas duas situações. Ao realizar a simulação do ilhamento em ambos os casos, as respostas transitórias de tensão e frequência serão diferentes, conforme mostrado em [30]. Isso acontece pois o sistema opera em pontos diferentes, já que a *load flow* é diferente para ambas as situações e por isso a resposta transitória de tensão e frequência são diferentes, o que pode fazer com que um caso de ilhamento seja detectado, mas o outro não. Portanto, é importante que engenheiros de proteção tenham ciência dessa limitação e considerem cuidadosamente as metodologias utilizadas para obter os resultados que façam sentido em um sistema elétrico real.

2.4.1 Ilhas com GBIs

Na literatura, normalmente o estudo de ilhamento em GBIs é feito usando o mesmo circuito da Figura 2.3 no qual a carga é do tipo RLC paralela ressonante na frequência nominal de operação do inversor (50 Hz ou 60 Hz) ([26], [31]-[34]). Isso porque tais trabalhos têm como objetivo avaliar o desempenho das técnicas anti-ilhamento considerando a norma ABNT IEC 62116 [35], que consiste em uma série de testes de ilhamento no qual o inversor deve ser capaz de detectar o evento quando este alimenta a carga RLC. Nesse tipo de teste, [26] deduz, de maneira analítica para as funções de proteção 27/59 e 81U/O, que a ZND é um retângulo centrado na origem cujos limites são dependentes dos ajustes máximos e mínimos de tais proteções, como apresentado nas inequações 1 e 2:

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

$$Q_f \cdot \left[1 - \left(\frac{f}{f_{min}}\right)^2\right] \leq \frac{\Delta Q}{P_{GD}} \leq Q_f \cdot \left[1 - \left(\frac{f}{f_{max}}\right)^2\right] \quad (2)$$

Em que:

- V : Tensão no PAC no circuito da Figura 2.3 (geralmente próximo de 1 p.u.) [p.u.];

- f : Frequência elétrica do sistema [Hz];
- Q_f : Fator de qualidade da carga RLC paralela [p.u.];
- f_{max}, f_{min} : Ajuste de frequência máxima e mínima permitida pelo sistema, respectivamente [Hz];
- V_{max}, V_{min} : Ajuste de tensão máxima e mínima permitida pelo sistema, respectivamente [p.u.];
- P_{GD} : Potência ativa despachada pelo GBI [p.u.];

Por exemplo, a Figura 2.5 ilustra a ZND para o caso em que $V_{max} = 1,1$ p.u., $V_{min} = 0,88$ p.u., $f_{max} = 60,5$ Hz, $f_{min} = 59,3$ Hz e $Q_f = 2,5$. Assim, para qualquer valor de desbalanço de potência imediatamente antes da ocorrência do ilhamento que esteja dentro da ZND da Figura 2.5, a detecção do evento não será possível considerando aqueles ajustes.

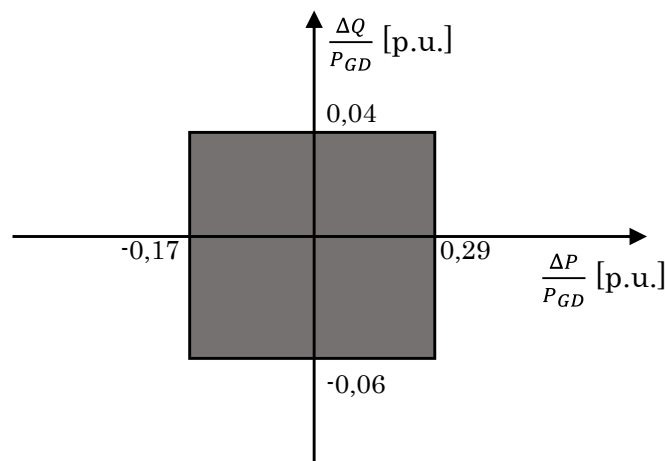


Figura 2.5 - ZND analítica obtida usando a Equação 1 e Equação 2. Fonte: Baseado em [26].

Apesar de as inequações 1 e 2 fornecerem de maneira rápida a ZND das funções de proteção 27/59 e 81U/O em inversores, é necessário destacar as seguintes limitações de tais equações:

- As expressões são válidas apenas no regime permanente. Isso significa que é considerado que não há variações transitórias de tensão e/ou frequência que ultrapassem os limites de ajuste por tempo suficiente para ativar as funções de proteção 27/59 ou 81U/O. Caso isso ocorra, a ZND real seria menor por causa do transitório, o que não é computado pelas inequações 1 e 2 [26];
- Por desprezar o transitório, tais expressões não conseguem prever uma maneira de mapear a ZND de funções de proteção que usam o transitório para disparar um sinal de *trip*, como por exemplo a 81R.

- As expressões não contemplam cenários em que o inversor está munido com alguma técnica ativa anti-ilhamento.

Embora as inequações 1 e 2 tenham essas limitações, elas são interessantes pois deixam claro que os métodos passivos não conseguem eliminar a ZND em inversores. Assim, se um inversor estiver munido com apenas técnicas passivas anti-ilhamento, este seria reprovado no teste IEC 62116 [35] pois tal norma exige que mesmo quando $\Delta P \approx \Delta Q \approx 0$ p.u. no circuito da Figura 2.3 com a carga sendo um RLC paralelo ressonante na frequência nominal do sistema, ainda assim o inversor deve ser capaz de detectar o ilhamento. Então, de modo a avaliar o desempenho das técnicas ativas, trabalhos como [31] e [32] procuram mapear a ZND de inversores com técnicas ativas como *Slide-Mode Frequency Shift*, *Active Frequency Drift* e SFS. Neste caso, a ZND não é mais obtida em função do desbalanço de potência $\Delta P \times \Delta Q$, mas sim em função dos parâmetros da carga RLC, como fator de qualidade, capacitância e indutância. Na prática, essas ZNDs funcionam como uma ferramenta auxiliar para que os fabricantes de inversores possam parametrizar as técnicas ativas de modo que o seu produto seja aprovado na IEC 62116 [35]. Todavia, embora o circuito teste padronizado pela IEC 62116 [35] seja usado para a avaliação da ZND de uma proteção passiva ou ativa, é importante que o engenheiro de proteção tenha ciência que não é verdade que tal teste simule o caso mais crítico para a detecção de ilhamentos em um sistema de distribuição. Um possível caso crítico não abordado pela IEC 62116 [35] é a presença de máquinas rotativas dentro da ilha, especialmente um gerador síncrono [36]. Nesse caso, a inércia fornecida à ilha pela máquina rotativa faz com que as técnicas ativas tenham dificuldades em desviar a frequência da ilha para valores além do nominal para que o ilhamento seja detectado. A influência da máquina rotativa na detecção de ilhas com GBIs é discutida mais a diante neste documento. Um outro possível caso crítico é que na ilha há múltiplos inversores com métodos ativos diferentes e nesse caso a interação entre as diferentes técnicas pode prejudicar a detecção do ilhamento. Por exemplo, [36] simula um sistema similar ao da Figura 2.3 porém com múltiplos inversores com diferentes técnicas ativas e considerando os requisitos de suportabilidade do guia IEEE 1547-2018 [12] (Categoria III). De maneira geral, o estudo conclui que a combinação de diferentes técnicas ativas é menos eficaz na detecção de ilhamento quando comparado de maneira isolada. A exceção a esse comportamento é quando um dos inversores está munido com técnicas ativas baseadas em realimentação positiva. Vale dizer que quando são usadas técnicas ativas baseadas

em realimentação positiva sem nenhum tipo de saturação², todas as simulações de ilhamento foram detectadas em [36].

Em [37], é feito um estudo dedicado à técnica ativa SFS. O estudo conclui que quando múltiplos inversores em uma ilha possuem a mesma parametrização, o comportamento durante o evento é similar à do cenário com apenas um único inversor na ilha. Entretanto, inversores com parametrizações diferentes nessa técnica podem fazer com que todos os GBIs falhem na detecção do evento.

Em [38], é apresentada uma série de simulações de ilhamento de uma usina eólica *full-converter* (Tipo 4) conectada à rede. Foram realizados estudos paramétricos para avaliar os riscos de ilhamento em diferentes condições de controle, como controle de fator de potência, controle de tensão, controle de potência fixa e resposta inercial. Os resultados mostram que o sistema de proteção contra ilhamento da usina eólica é eficiente em identificar todas as condições de ilhamento, mesmo em situações de geração e carga equilibradas. O trabalho conclui também que o controle de resposta inercial ajuda a estabilidade do sistema, mas não contribui para a formação de uma ilha estável.

2.4.2 Ilhas com Geradores Síncronos

Na literatura, existem diferentes abordagens para tratar do ilhamento de GS. Em [7], é introduzido o conceito de curvas de desempenho que tem como objetivo mostrar o comportamento do tempo de detecção do ilhamento em função do desbalanço de potência na rede. O estudo mostra, por meio de diversas simulações computacionais, que existe uma relação inversa entre o tempo de detecção e o nível de desbalanço de potência ativa para as funções de proteção de frequência, isto é, o tempo de detecção do evento é menor (mais rápido) por tais funções quanto maior for o desbalanço de potência ativa para cargas do tipo potência constante. Note que isso não é observado para inversores no teste anti-ilhamento da norma IEC 62116 [35], conforme mostra a Equação 2, pois no teste a carga é do tipo impedância constante. O trabalho ainda generaliza a curva desempenho para diferentes constantes de inércia do gerador por meio da clássica equação *swing* da máquina síncrona. Em [25], é descrito um conjunto de metodologias analíticas para mapear a ZND das proteções anti-ilhamento de frequência em ilhas com geradores síncronos, considerando cargas com impedância e potência constante. Além disso, é apresentado um método gráfico iterativo para mapear a ZND das proteções anti-

² Inversores podem limitar/saturar os distúrbios introduzidos pelas técnicas ativas, conforme comentado em [36].

ilhamento de tensão. O principal destaque desse estudo é que as metodologias propostas são mais simples em comparação com várias simulações computacionais de transitórios para o mapeamento da ZND.

2.4.3 Ilhas com GBIs e Geradores Síncronos

Em [36], é apresentado um estudo sobre a detecção de ilhamentos em ilhas que possuem GBIs e GSs. O objetivo do trabalho é avaliar o desempenho de diferentes técnicas ativas anti-ilhamento nos inversores para diferentes níveis de penetração de geração síncrona. Para isso, foram realizadas 850 simulações em cada cenário, onde a técnica anti-ilhamento e os ajustes das proteções foram fixadas. Inicialmente, as proteções anti-ilhamento 81U/O e 27/59 foram analisadas sem levar em consideração os requisitos de suportabilidade da Categoria III do guia IEEE 1547-2018 [12]. Posteriormente, tais requisitos de suportabilidade foram incluídos na análise. O estudo conclui que a inclusão dos requisitos de suportabilidade torna mais difícil a detecção de ilhamentos. Por exemplo, quando o nível de penetração de geração síncrona na ilha é de 84%, apenas 11 casos de ilhamentos não foram detectados em até 2,0 s sem considerar os requisitos de suportabilidade. Ao considerar tais requisitos, esse número aumenta para 128. O estudo também indica que o aumento do nível de penetração de geração síncrona na ilha dificulta as técnicas ativas dos inversores em desviar a tensão e frequência da rede ilhada, prejudicando a detecção de ilhamentos. É importante ressaltar que os resultados obtidos consideram que tanto o inversor quanto o gerador síncrono possuem requisitos de suportabilidade da Categoria III do guia IEEE 1547-2018 [12]. No entanto, o artigo reconhece que em um sistema elétrico real, é provável que o inversor esteja munido com requisitos da Categoria III, enquanto a geração síncrona esteja munida com requisitos da Categoria I.

Em [39], é avaliado o desempenho na detecção do evento de ilhamento em ilhas com geração síncrona e GBI quando este último está munido da curva potência ativa x frequência da Portaria do INMETRO N°140, de 21 de março de 2022 [13]. O trabalho conclui que a inclusão da curva resulta em uma maior quantidade de casos em que o ilhamento não é detectado quando o inversor utiliza apenas métodos passivos, que englobam as funções de proteção 27/59 e 81U/O. No entanto, ao considerar a função de proteção 81R, a curva potência ativa x frequência não tem um impacto significativo na detecção do evento. Quando é incluída a técnica ativa SFS no inversor, é observado que a inclusão dessa técnica atenua o efeito da curva potência ativa x frequência, pois há uma

menor quantidade de casos não detectados quando comparado com a situação em que a técnica SFS não é utilizada. É importante destacar que tais resultados foram obtidos considerando que o inversor e o gerador síncrono possuem o mesmo conjunto de ajustes das proteções anti-ilhamento.

2.5 Análise de Risco de Ilhamento Não Intencional

Diferente da seção anterior, que apresentou uma revisão bibliográfica sobre situações em que houve falhas na detecção de ilhamentos, esta seção apresenta uma revisão bibliográfica sobre a quantificação do risco de ocorrência de um ilhamento não intencional. Neste contexto, a palavra risco deve ser entendida como a probabilidade de um conjunto de proteções anti-ilhamento falhar na detecção do evento, que é um indicador relevante para esta dissertação.

Para que aconteça o fenômeno do ilhamento não intencional em uma rede elétrica, dois eventos precisam ocorrer de maneira simultânea: (1) é necessário que ocorra a abertura de algum elemento de proteção (fusível, disjuntor, religadores) de modo que provoque a formação de uma ilha e (2) é necessário que exista o balanço entre a potência gerada pela GD e a demanda consumida pelas cargas da respectiva ilha, de modo que o desbalanço de potência fique dentro de uma ZND. O primeiro evento é associado à probabilidade P_{causa} e o segundo é associado à probabilidade P_{ND} , conforme é feito em [25]. De acordo com [25], as concessionárias têm pouco controle sobre a variável P_{causa} . Isso porque geralmente os elementos de proteção do sistema de distribuição são acionados devido a curtos-circuitos. Como faltas elétricas são fenômenos de natureza aleatória, então não existe nenhuma previsibilidade para o controle de P_{causa} . Em relação a P_{ND} , [25] comenta que dois fatores estão relacionados com essa variável: (1) a demanda das cargas de uma ilha são variáveis ao longo do dia e (2) ilhas diferentes possuem carregamentos diferentes ao longo do tempo, gerando mais possibilidades de geração de desbalanço de potência. Ambos os fatores podem criar cenários em que o desbalanço de potência está dentro da ZND, permitindo a não detecção do evento. Sendo assim, [25] propõe uma metodologia para a determinação da probabilidade de o desbalanço de potência entre carga e geração de uma ilha ficar dentro da ZND. Isso é feito por meio de um gráfico que mostra as demandas ativas e reativas de uma ilha bem como a potência fornecida pela GD, conforme mostrado na Figura 2.6, em que é assumido que a GD entrega uma potência constante ao longo do período analisado.

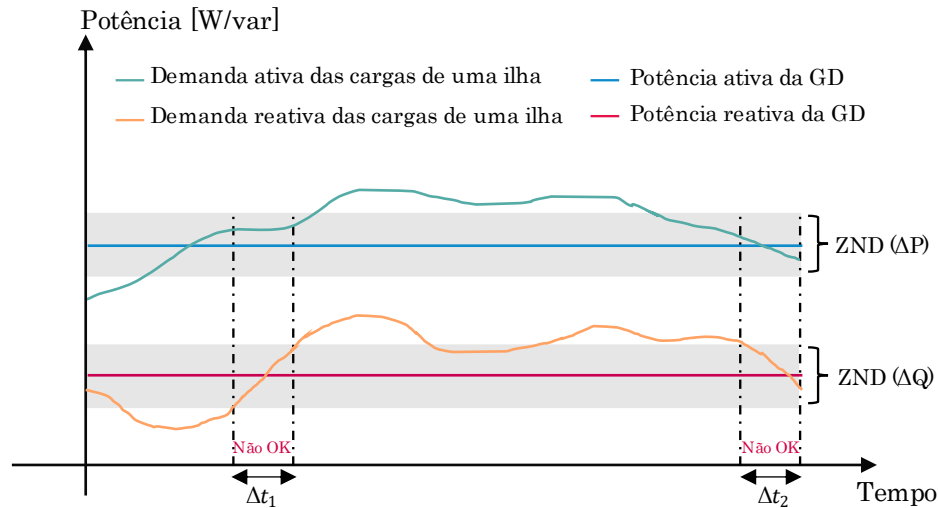


Figura 2.6 – Determinação do período do risco de formação de uma ilha genérica. Fonte: Adaptado de [25]

Assim, os intervalos de tempo que representam um risco para a formação de uma ilha estável não intencional estão simbolizados nas regiões marcadas com o “Não OK”. Note que só existe risco de formação de uma ilha quando ambas as curvas estão simultaneamente dentro da região cinza, pois nesta situação o desbalanço de potência entre carga e GD está dentro da ZND. Considerando T como o período de análise, então a probabilidade de o desbalanço de potência estar dentro da ZND é dada por:

$$P_{ND} = \frac{\Delta t_1 + \Delta t_2}{T} \quad (3)$$

Em [25], é usada a Equação 3 para calcular o risco de equilíbrio de potência entre geração e carga de uma ilha em um sistema de distribuição cuja GD é um GS de 30 MVA, operando com fator de potência unitário. A análise é feita variando: (1) tipos de técnicas passivas, (2) ajustes usados nas proteções passivas, (3) nível de geração da GD e (4) tempo requerido para detecção do ilhamento. Uma das conclusões do trabalho é que o aumento no requisito do tempo de detecção do ilhamento torna a detecção do evento mais facilitada considerando proteção de sobre/subfrequência e sobre/subtensão.

A análise de risco feita em [29] considera um sistema de distribuição real localizado em *Kanfana*, na Croácia. Nesse cenário, a GD é uma planta solar de 912 kVA. O trabalho não procura calcular P_{causa} , porém se preocupa em considerá-lo não como uma probabilidade, mas como uma variável estatística associada à frequência de abertura dos elementos de proteção do sistema de distribuição. Uma vez feita essa consideração, é possível deduzir uma expressão para o cálculo da probabilidade de ocorrência do

ilhamento em um sistema. O trabalho conclui então que, no sistema estudado, quando se usa um relé ROCOF o risco de ilhamento é 3,56%. Quando se usa um relé de frequência ou de tensão, o risco sobe para valores superiores a 99%.

O estudo feito em [24] mostra uma análise de risco em um sistema de distribuição cuja GD é baseada em energia eólica. De acordo com [24], para cada velocidade do vento existe uma ZND associada. Sendo assim, é feita uma adaptação na metodologia apresentada em [25] para calcular P_{ND} considerando a probabilidade da ocorrência de uma certa velocidade de vento. O estudo também conclui que o aumento do tempo de detecção do evento diminui a probabilidade de acontecer um ilhamento não intencional.

Em [40] é mapeada a ZND de ilhas com somente inversores em que o gerador distribuído está munido de técnicas ativas anti-ilhamento baseadas em realimentação positiva, como a SFS e o *Slip-Mode Frequency Shift*. No estudo, tal ZND não é mapeada em termos de desbalanços de potência ativa e reativa ($\Delta P \times \Delta Q$), mas sim em função da carga do alimentador e do fator de potência do alimentador da concessionária. A justificativa para isso é o fato de que o cálculo da ZND em termos de ΔP e ΔQ não fornece uma visão clara da condição de carregamento do alimentador. Assim, uma vez conhecida a ZND, os engenheiros da concessionária podem determinar se há risco de ocorrência de ilhamento não intencional para um cenário realista de carregamento do alimentador e se é necessário implementar medidas adicionais de mitigação. Embora o autor procure mapear a ZND de outra maneira, múltiplas simulações de transitórios são necessárias para o mapeamento.

Em [41] é apresentada uma análise de risco de ilhamento não intencional em uma ilha com geração síncrona e GBI sem técnica ativa. Tal análise é feita com base na Simulação de Monte Carlo, em que o autor precisou modelar as curvas de distribuição de diversas variáveis estocásticas como demanda das cargas, tipo de curto-circuito aplicado, local da falta elétrica aplicada, resistência de falta e nível de potência injetada pelo GBI. Destaca-se aqui que o autor modelou a proteção de sobrecorrente para verificar se uma falta elétrica causava abertura de uma chave no sistema (formação da ilha). Essa é uma abordagem diferente do que normalmente é encontrado na literatura, pois normalmente os estudos de ilhamento são feitos desprezando o evento que provocou a abertura da chave, como, por exemplo, curtos-circuitos. A probabilidade de acontecer o ilhamento não intencional é definida pela divisão entre a quantidade de casos em que houve a formação da ilha em que o ilhamento não foi detectado e a quantidade total de simulações. Portanto, a análise empregada em [41] para estimar a chance de ocorrer um ilhamento não intencional é mais realista do que a empregada nos demais trabalhos da literatura.

Embora gere resultados mais realistas, a Simulação de Monte Carlo requer uma grande quantidade de simulações transitórias para que sejam obtidos resultados satisfatórios, o que demanda um esforço computacional elevado.

Por fim, em [16], é apresentada uma metodologia simples em 4 passos para apontar se um engenheiro electricista deve ou não se preocupar com o ilhamento. Os 4 passos são:

- **Passo 1:** Verificar se o somatório de potência fornecida pela geração distribuída é superior a $2/3$ da carga mínima do alimentador. Se essa condição for satisfeita, prosseguir para o Passo 2. Caso contrário, então a tensão em regime na ilha terá seu valor reduzido devido ao desbalanço elevado de potência entre geração e carga e a proteção de subtensão irá atuar;
- **Passo 2:** Verificar se o fator de potência na potencial ilha é sempre superior a 0,99 (atraso ou avanço). Se essa condição for satisfeita, prosseguir para o Passo 3. Caso contrário, o desbalanço de potência reativa será grande e o ilhamento não será sustentável;
- **Passo 3:** Verificar se a potencial ilha apresenta GD baseada em geradores rotativos e se o somatório de potência dos geradores distribuídos for maior do que 25% da GD total, então a recomendação é que um engenheiro electricista faça um estudo mais aprofundado pois existe o risco do ilhamento não ser detectado. Caso a potência da GD baseado em geradores rotativos for menor do que 25% da GD total, então prosseguir para o Passo 4;
- **Passo 4:** Organizar a GD baseada em inversores por fabricante e então verificar se um inversor de um único fabricante é responsável por pelo menos $2/3$ de toda a potência da GD. Se isso acontecer, então o risco de ilhamento não ser detectado pode ser ignorado. Caso contrário, a recomendação é que um engenheiro electricista faça um estudo mais aprofundado pois existe o risco do ilhamento não ser detectado.

2.6 Considerações Finais

Durante a revisão bibliográfica realizada, foi possível observar que o tema ilhamento não é recente, existindo publicações sobre o assunto há mais de duas décadas. No entanto, poucos trabalhos abordam a influência dos requisitos de suportabilidade contra variações de tensão e frequência na detecção de ilhamentos, bem como o impacto

do bloqueio das proteções de frequência por subtensão na detecção de perda de rede. Apenas em [30] e em [41] é considerado o bloqueio em conjunto os requisitos de suportabilidade. Isso mostra que ainda há tópicos a serem explorados neste tema.

Além disso, observou-se que muitos estudos que avaliam a eficácia na detecção de ilhas com GBIs ficam restritos ao circuito teste padronizado pela norma IEC 62116 [35], sem preocupações em mapear a ZND quando o GBI está conectado em um sistema de distribuição real. Isso limita a aplicação prática desses estudos e evidencia a necessidade de mais pesquisas nessa área, haja vista que não é verdade que tal circuito padronizado pela norma contemple a situação mais desafiadora para a detecção de ilhamentos, conforme mostrado ao longo da revisão bibliográfica.

Outro ponto importante é a falta de consideração da diferença nos ajustes das proteções anti-ilhamento entre a geração síncrona e os inversores em estudos que consideram a presença destes dois geradores em uma mesma ilha. Tais trabalhos supõem que ambas as fontes possuem as mesmas configurações nas proteções anti-ilhamento, o que pode não ocorrer em um sistema elétrico real, devido às limitações mecânicas presentes nas turbinas dos geradores síncronos. Essas limitações podem exigir ajustes mais sensíveis para as funções de proteção de frequência quando comparadas com os inversores. Assim, faz-se necessário analisar a detecção de ilhamentos considerando diferenças nos ajustes de ambos os geradores.

Capítulo 3

Modelagem e Método para as Simulações Computacionais

Este capítulo tem como objetivo apresentar a modelagem e a metodologia utilizadas em ambiente computacional. Em um primeiro momento, são feitas considerações sobre os *softwares* usados, além de apresentar o sistema elétrico de distribuição utilizado e a modelagem dos seguintes elementos: geradores distribuídos, proteções passivas anti-ilhamento e proteção ativa do inversor fotovoltaico. Em um segundo momento, é apresentada a metodologia usada para a realização de múltiplas simulações de ilhamentos não intencionais em ambiente computacional.

3.1 Modelagem do Sistema Elétrico

A modelagem do sistema elétrico de distribuição foi feita no *software* ATP. O uso deste simulador é justificado por se tratar de um software amplamente utilizado para análise de transitórios eletromagnéticos. Além disso, três aspectos positivos do ATP são destacados nesta dissertação e que contribuíram para a escolha de sua utilização:

- O *software* apresenta interface com o ATPDraw, ambiente no qual é possível modelar o sistema elétrico de maneira gráfica. Após a modelagem no ATPDraw, gera-se um cartão com extensão “.atp” que contém todos os parâmetros do sistema para que possa ser lido pelo ATP e então executar a simulação;

- Por meio da linguagem de programação *Python*, é possível manipular facilmente o arquivo “.atp” para alterações de parâmetros do sistema e então executar simulações através do terminal do *Windows*, o que é útil para automatização de simulações. Isso é possível pois o *Python* interpreta o arquivo “.atp” como uma variável texto (*string*), facilitando a sua manipulação, já que o próprio ATP dedica um espaço padronizado no cartão para manipulação de variáveis (“\$PARAMETER”, no “.atp”). Assim, executa-se o arquivo “.atp” e após o fim de cada simulação, gera-se um arquivo “.pl4” que contém todas as formas de ondas desejadas pelo usuário e que podem ser processadas utilizando-se *Python* por meio de bibliotecas como *Pandas* [42] e *Numpy* [43];
- Além de muitos componentes elétricos já existirem previamente modelados no ATP, o *software* ainda dá a liberdade ao usuário criar seus próprios modelos por meio de uma linguagem de programação interna chamada de MODELS. Isso é importante pois é desta forma que é modelado o inversor fotovoltaico, além de elementos que estimam o valor eficaz da tensão e a frequência elétrica.

O sistema analisado possui características típicas de um sistema de distribuição radial alimentado por uma linha de subtransmissão de 138 kV, conforme é ilustrado na Figura 3.1. Nesse sistema, as situações de ilhamento são criadas pela abertura de “CH1” ou de “CH2”. As demais características do sistema elétrico são apresentadas a seguir.

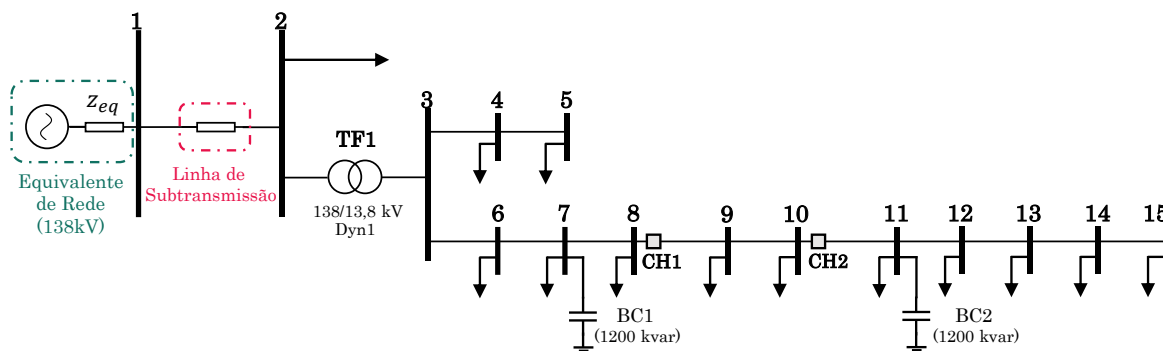


Figura 3.1 – Sistema de distribuição modelado no ATP. Fonte O Autor

3.1.1 Equivalente de Rede (138 kV)

O equivalente de rede foi modelado no ATP por meio de uma fonte ideal de 138 kV trifásica equilibrada em série com uma impedância para limitar a corrente de curto-circuito trifásica e monofásica em, respectivamente: $I_{sc,3\phi} = 8,04 \angle -71,72^\circ \text{ kA}$ e

$I_{sc,1\phi} = 4,31\angle -73,02^\circ \text{ kA}$. Com base nessas informações e utilizando a teoria de componentes simétricas, é possível calcular o valor da impedância de sequência positiva e zero do equivalente de rede. Tais dados estão presentes na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Dados de sequência do Equivalente de Rede. Fonte: O Autor

Parâmetro Elétrico	Valor
Tensão (kV)	138
Impedância de Sequência Positiva (Ω)	$3,1083 + j9,409645$
Impedância de Sequência Zero (Ω)	$9,97921 + j34,2209$

3.1.2 Linha de Subtransmissão

A linha de subtransmissão foi modelada no ATP utilizando o modelo π concentrado no qual foram considerados os parâmetros de sequência positiva e zero da linha. Os dados da linha de subtransmissão estão presentes na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Dados da linha de subtransmissão. Fonte: O Autor

Parâmetro Elétrico	Valor
Resistência de Sequência Positiva (Ω/km)	0,191300
Reatância de Sequência Positiva (Ω/km)	0,470822
Admitância de Sequência Positiva ($\mu\text{S}/\text{km}$)	3,469400
Resistência de Sequência Zero (Ω/km)	0,564132
Reatância de Sequência Zero (Ω/km)	1,729660
Admitância de Sequência Zero ($\mu\text{S}/\text{km}$)	1,347440
Comprimento da linha (km)	10

3.1.3 Cabos da Média Tensão

Há dois tipos de cabos no sistema na parte da média tensão: E70 e E185. As características de cada um desses cabos foram retiradas de [44] e a Tabela 3.3 faz uma síntese dos parâmetros desses cabos considerando a impedância de sequência positiva e zero. No ATP, tais cabos foram modelados por meio do modelo série com parâmetros concentrados.

Tabela 3.3 - Parâmetros de Sequência Positiva e Zero dos cabos da média tensão. Fonte: Retirado de [44]

Código Cabo	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
E70	0,5682	0,2920	1,2335	1,7257
E185	0,2112	0,2510	0,8767	1,6847

A Tabela 3.4 especifica o código de cabo entre duas barras no modelo da Figura 3.1. Por exemplo, na primeira coluna, segunda linha, o nome “Alimentador3-4” refere-se aos parâmetros do alimentador que conecta a barra 3 à barra 4, conforme ilustrado na Figura 3.1.

Tabela 3.4 - Parâmetros de cada alimentador da média tensão. Fonte: O Autor

Alimentador	Código Cabo	Comprimento (km)
Alimentador3-4	E185	5
Alimentador4-5	E70	5
Alimentador3-6	E185	1
Alimentador6-7	E185	1
Alimentador7-8	E185	1
Alimentador8-9	E185	1
Alimentador9-10	E185	1
Alimentador10-11	E70	1
Alimentador11-12	E70	1
Alimentador12-13	E70	1
Alimentador13-14	E70	1
Alimentador14-15	E70	1

3.1.4 Transformador TF1

No sistema da Figura 3.1 há um transformador, denominado TF1, que tem como objetivo reduzir o nível de tensão do sistema de subtransmissão para o de distribuição em 13,8 kV. No ATP, usou-se o componente “SATTRAFO” para a modelagem de ambos os transformadores. A Tabela 3.5 apresenta os parâmetros elétricos do transformador TF1.

Tabela 3.5 - Parâmetros dos transformadores do sistema. Fonte: O Autor

Parâmetro	TF1
Potência Nominal (MVA)	20
Tensão no Primário (kV)	138
Tensão no Secundário (kV)	13,8
Grupo de Ligação (-)	Dyn1
Resistência Série (p.u.)	0,03
Reatância Série (p.u.)	0,0954

3.1.5 Banco de Capacitores (BC1 e BC2)

O sistema da Figura 3.1 tem instalado dois bancos de capacitores trifásicos conectados nas barras 7 e 11. Cada banco possui uma potência trifásica de 1200 kvar e a conexão de cada banco é estrela isolada. A Tabela 3.6 faz uma síntese dos parâmetros elétricos dos transformadores BC1 e BC2.

Tabela 3.6 - Parâmetros dos bancos de capacitores (BC1 e BC2). Fonte: O Autor

Parâmetro Elétrico	Valor
Tensão Nominal (kV)	13,8
Potência Trifásica Nominal (kvar)	1200
Admitância por fase (μ S)	6301,2
Modo de Conexão	Estrela Aterrada

3.1.6 Cargas Elétricas

Todas as cargas elétricas do sistema são trifásicas equilibradas e foram modeladas no ATP como impedância constante em que a demanda de potência ativa foi representada por um conjunto de resistores conectados em estrela aterrada e a de potência reativa, por um conjunto de indutores conectados em estrela aterrada, conforme é ilustrado na Figura 3.2.

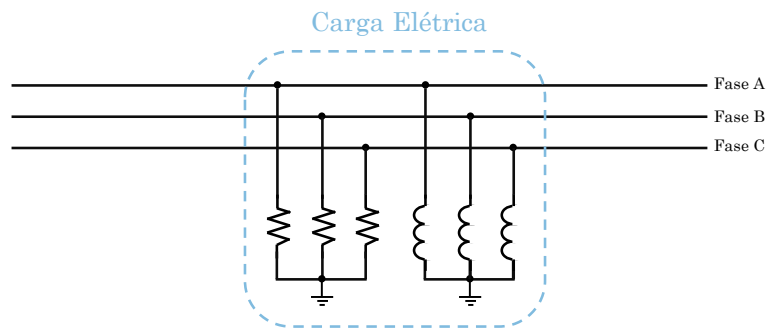


Figura 3.2 - Modelo de carga usado no ATP. Fonte: O Autor.

As demandas das cargas elétricas costumam variar ao longo do dia. Desta forma, de modo a representar a variação, para cada instante pode-se calcular a resistência (R) e a reatância (X) associado à demanda da carga por meio do seguinte equacionamento:

$$R = \frac{V_{LL}^2}{P_{demanda,3\phi}} \quad (4)$$

$$X = \frac{V_{LL}^2}{Q_{demanda,3\phi}} \quad (5)$$

em que:

- V_{LL} : Tensão de linha nominal no ponto de conexão da carga [V];
- $P_{demanda,3\phi}$: Demanda ativa trifásica da carga em um dado instante [W];
- $Q_{demanda,3\phi}$: Demanda reativa trifásica da carga em um dado instante [var];
- R : Resistência de cada fase na conexão estrela [Ω];
- X : Reatância de cada fase na conexão estrela [Ω].

As demandas nominais das cargas do sistema da Figura 3.1 estão apresentadas na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Demanda nominais de cada carga do sistema analisado. Fonte: O Autor

Barramento	Demanda Ativa	Demanda Reativa	Fator de Potência
2	10,20 MW	6,32 Mvar	0,85 (atrasado)
4 e 5	1,27 MW	0,79 Mvar	0,85 (atrasado)
6 a 15	425 kW	263 kvar	0,85 (atrasado)

3.1.7 Gerador Baseado em Inversor (GBI)

Normalmente, esse tipo de geração inclui um gerador composto por painéis fotovoltaicos (PV), um conversor CC-CA (inversor), um filtro passa-baixa, que pode ser L,

LC ou LCL, e um transformador de isolamento para conexão com a rede de distribuição [40]. Adicionalmente, um GBI pode conter um conversor CC-CC elevador entre o conjunto fotovoltaico e o barramento CC. No caso deste trabalho, tal conversor não foi modelado e por isso é dito que o GBI é de estágio único, isto é, a saída do conjunto fotovoltaico está conectada diretamente ao capacitor do barramento CC [45]. A Figura 3.3 mostra um diagrama unifilar genérico do GBI de estágio único em que este trabalho se baseou para a implementação no ATP.

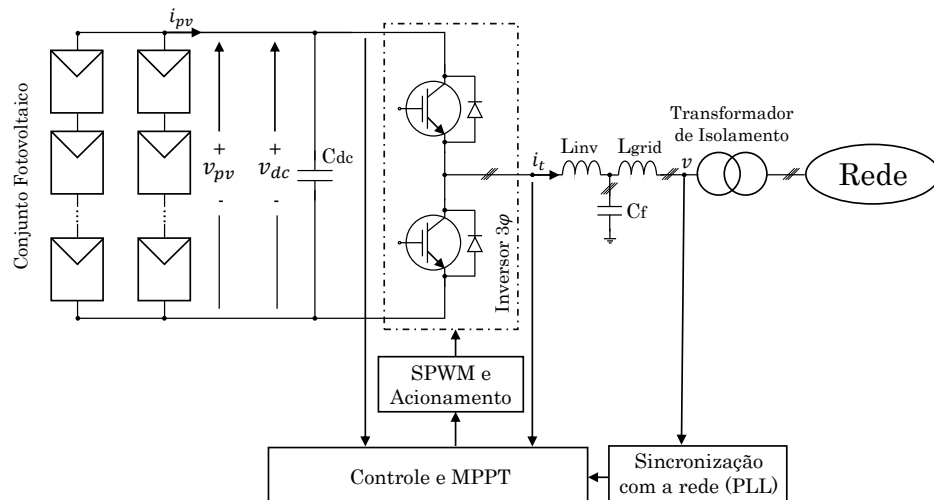


Figura 3.3 – Diagrama unifilar de um GBI de estágio único. Fonte: Baseado em [45]

Na Figura 3.3, v_{pv} é a tensão do conjunto fotovoltaico, i_{pv} a corrente fornecida pelo conjunto fotovoltaico, v_{dc} a tensão do barramento CC, i_t representa as correntes trifásicas instantâneas nos terminais do inversor, L_{inv} o filtro indutivo no lado do inversor, L_{grid} o filtro indutivo no lado da rede e C_f o filtro capacitivo *shunt*. Ademais, C_{dc} a capacitância do link CC, SPWM refere-se ao *Pulse Width Modulation Senoidal* para acionamento dos transistores e o MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) é o rastreador do ponto de operação do conjunto fotovoltaico em que é possível extrair a máxima potência ativa da fonte primária para uma dada condição de temperatura e irradiância. Nesse contexto, o controle tem como objetivo fazer com que o inversor opere nesse ponto de máxima extração de potência.

Neste trabalho, foram modelados GBIs de potência nominal de 1,0, 1,5 e 2,0 MVA, sendo que a representação de tais geradores distribuídos no ATP foi feita por meio do modelo médio. Assim, quatro partes da modelagem dessa GD precisam ser discutidas: 1)

fonte primária, 2) controle do GBI, 3) filtro LCL e 4) representação do inversor por meio do modelo médio.

3.1.7.1 Modelagem da Fonte Primária

Na literatura, é possível encontrar trabalhos que estudam ilhamento de GBIs que focam apenas na dinâmica do inversor ([26], [32] e [37]). Por conta disso, a fonte primária normalmente é representada como uma fonte de tensão contínua ideal, ignorando limitações físicas. Entretanto, de acordo com [46], usualmente isso só é possível em estudos de estabilidade frente a pequenas perturbações. Como o ilhamento causa uma perturbação significativa no sistema, então esse trabalho optou por modelar a fonte primária para que se tenha resultados mais fidedignos. A Figura 3.4 mostra o modelo usado para representar um conjunto fotovoltaico [47].

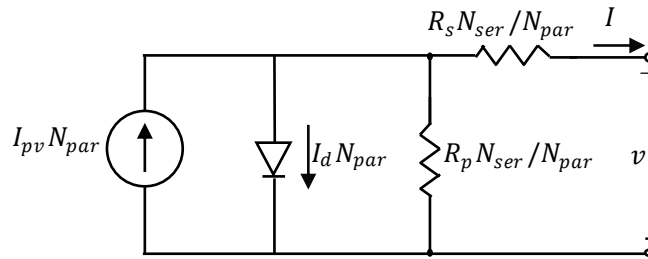


Figura 3.4 – Modelo representativo do conjunto fotovoltaico. Fonte: Baseado em [47]

Na Figura 3.4, R_s e R_p são, respectivamente, a resistência série e paralela de um único painel fotovoltaico. N_{ser} e N_{par} , são, respectivamente, a quantidade de painéis fotovoltaicos que estão conectados em série e paralelo. I_d é a corrente que atravessa o diodo do modelo e I_{pv} é a corrente fotovoltaica. Assim, para calcular a tensão v do conjunto fotovoltaico e a corrente I fornecida pelo mesmo, pode-se resolver numericamente a seguinte equação transcendental:

$$I = N_{ser} I_{pv} - N_{par} I_0 \left[e^{\left(\frac{v + R_s \left(\frac{N_{ser}}{N_{par}} \right) I - 1}{V_t a N_{ser}} \right)} - 1 \right] - \frac{v + R_s \left(\frac{N_{ser}}{N_{par}} \right)}{R_p \cdot \frac{N_{ser}}{N_{par}}} \quad (6)$$

Na Equação (6), parâmetros como V_t e a são, respectivamente, a tensão térmica da junção do diodo e a constante de idealidade do diodo. Maiores informações sobre tais parâmetros podem ser encontradas em [47] e [48]. Assim, de acordo com [47], a

implementação do conjunto no fotovoltaico em *software* pode ser feita por meio de uma fonte de corrente dependente, como mostrado na Figura 3.5.

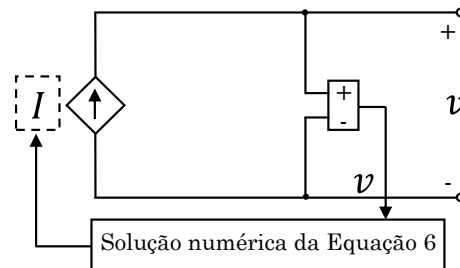


Figura 3.5 – Modelo circuital para a simulação do conjunto fotovoltaico. Fonte: Baseado em [47]

Na implementação feita no ATP, há um componente da MODELS que cumpre o papel do bloco “Solução numérica da Equação 6” e tem como função calcular a corrente drenada do conjunto fotovoltaico dado uma tensão de entrada. Dessa forma, o componente da MODELS resolve a Equação 6 a cada passo de integração de simulação no ATP por meio do Método de *Newton-Raphson*.

Por fim, o modelo de painel usado nessa dissertação é o KC 200GT que apresenta uma potência nominal de 200 W (irradiância e temperatura de 1000 W/m² e 25°C, respectivamente), cujos parâmetros elétricos necessários para a modelagem podem ser encontrados em [48]. O GBI de 2,0 MVA possui $N_{ser} = 57$, $N_{par} = 176$, o GBI de 1,5 MVA possui $N_{ser} = 57$, $N_{par} = 132$ e o GBI de 1,0 MVA possui $N_{ser} = 57$, $N_{par} = 88$.

3.1.7.2 Controle do GBI

O controle do GBI tem como objetivo extrair a máxima potência do conjunto fotovoltaico para uma dada condição de temperatura e irradiância e a sua implementação no ATP foi baseada nas informações presentes em [45], [49], [50] e [51]. A Figura 3.6 mostra o diagrama de blocos implementados em linguagem MODELS no ATP para o controle desse tipo de gerador distribuído. Destaca-se aqui que todos os reguladores são controladores Proporcional Integral (PI).

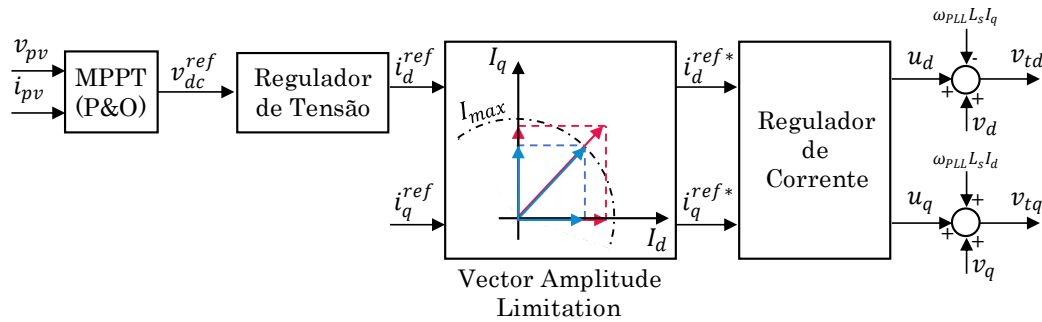


Figura 3.6 – Malha de controle do GBI. Fonte: Baseado em [45]

Inicialmente, o MPPT é o responsável por extrair a máxima potência ativa do conjunto fotovoltaico. Para isso, é usado o algoritmo Perturba & Observa (P&O) [51] que opera por meio de uma perturbação no ponto de operação do sistema fotovoltaico, que neste caso pode ser pelo aumento ou diminuição da tensão de referência do barramento CC (v_{dc}^{ref}) já que o GBI é de estágio único, e monitora-se a resposta da potência gerada pelo conjunto fotovoltaico. Assim, se a potência aumentar, o algoritmo continua na mesma direção da perturbação, que é o aumento no valor de v_{dc}^{ref} . Caso seja observada uma diminuição no valor da potência, o algoritmo inverte a direção da perturbação, isto é, diminui-se o valor de v_{dc}^{ref} . A Figura 3.7 ilustra o fluxograma desse algoritmo, em que P_{pv} refere-se à potência gerada pelo conjunto fotovoltaico. Destaca-se aqui que na figura, o índice “k” é usado para indicar a amostra atual de uma determinada variável no fluxograma, enquanto o índice “k-1” serve para indicar a amostra passada.

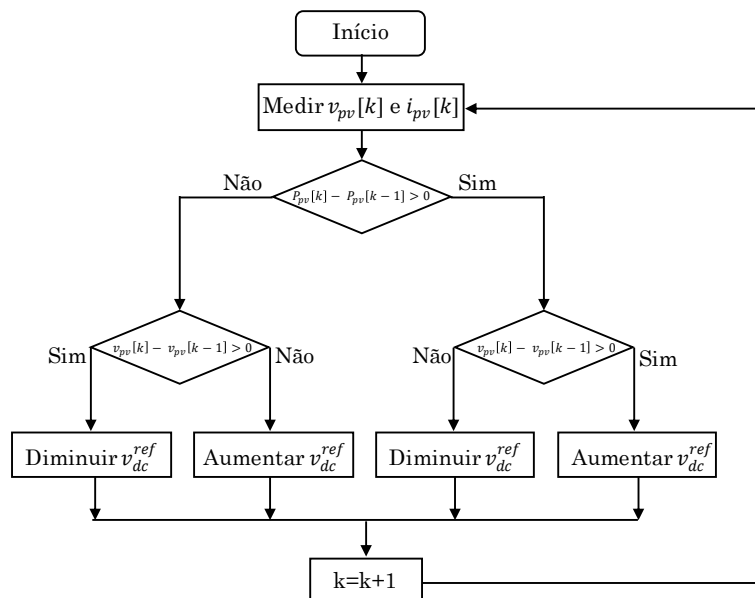


Figura 3.7 – Fluxograma do algoritmo P&O. Fonte: Baseado em [51]

Uma vez gerado v_{dc}^{ref} , o regulador de tensão será responsável por gerar uma corrente de referência de eixo direto (i_d^{ref}) capaz de manter a tensão de referência no barramento CC. A corrente de referência de eixo em quadratura (i_q^{ref}) pode ser definida de acordo com o desejado, como por exemplo, seguir uma curva de alguma regulamentação para o fornecimento de potência reativa em situações em que há um afundamento da tensão no PAC do GBI. No caso deste trabalho, é fixado $i_q^{ref} = 0$ p.u. para a operação com fator de potência unitário. Tais correntes de referência passam por uma estrutura chamada *vector amplitude limitation* (VAL) que tem como objetivo limitar o módulo da corrente fornecida pela GD em até I_{max} de modo a garantir a suportabilidade térmica dos semicondutores do inversor. A maneira como o VAL satura as correntes de referência é explicada em [50]. A saída do VAL são as correntes de referências ajustadas (i_d^{ref*} e i_q^{ref*}) que são comparadas com as correntes de eixo direto (i_d) e de eixo em quadratura (i_q) nos terminais do inversor para que o regulador de corrente possa gerar os sinais u_d e u_q , conforme ilustrado na Figura 3.6. Assim, as tensões nos terminais do inversor no domínio dq (v_{td} e v_{tq}) são dadas por:

$$v_{td} = u_d + v_d - \omega_{PLL} L_s i_q \quad (7)$$

$$v_{tq} = u_q + v_q + \omega_{PLL} L_s i_d \quad (8)$$

Na Equação (7) e Equação (8), v_d e v_q são, respectivamente, a tensão de eixo direto e quadratura no PAC, ω_{PLL} a frequência angular da rede estimada pelo *Phase-Locked Loop* (PLL) e L_s o filtro indutivo série, que no filtro LCL, corresponde à soma do indutor do lado do inversor com o da rede.

Adicionalmente ao controle da Figura 3.6, o GBI possui também o PLL que tem como objetivo rastrear a fase da rede elétrica de modo que o inversor esteja sincronizado com a rede elétrica. A sincronização permite o controle de injeção de potência ativa e reativa de maneira desacoplada. A estrutura do PLL modelada no ATP está ilustrada na Figura 3.8, no qual ω_0 é a frequência angular nominal da rede e θ_{PLL} é a estimativa da fase da rede elétrica. O regulador usado no PLL também é um controlador PI.

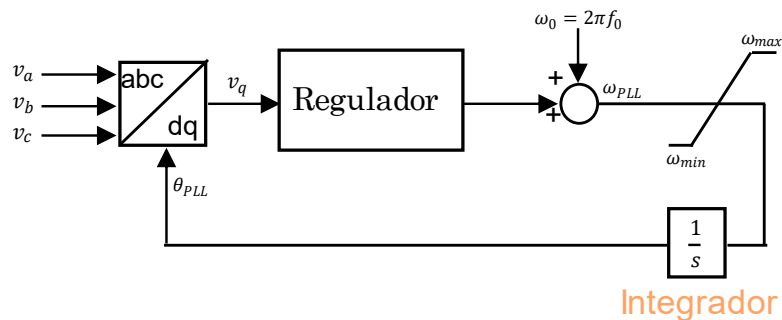


Figura 3.8 – PLL implementado no ATP. Fonte: O Autor

Na Figura 3.8, o valor de ω_{PLL} é limitado entre ω_{max} e ω_{min} , conforme é feito em [52].

3.1.7.3 Filtro LCL

O uso de filtros é necessário entre os terminais do inversor e a rede elétrica de modo a atenuar os harmônicos de corrente injetada na rede elétrica devido ao chaveamento dos semicondutores dos inversores [53]. Apesar do trabalho fazer o uso do modelo médio do inversor, a modelagem do filtro e a sua inclusão na simulação é necessária pois este exerce influência na resposta dinâmica do inversor.

O filtro modelado é do tipo LCL e seguiu o algoritmo presente em [53]. Algumas considerações relevantes precisam ser feitas para o cálculo do filtro LCL, a saber:

- A frequência de chaveamento adotada é de 2,5 kHz. De acordo com [54], esse valor está adequado considerando o nível de potência de 1,0, 1,5 e 2,0 MVA dos GBIs;
- O valor do filtro capacitivo foi limitado em 5% da impedância base da GD, conforme sugestão de [53];
- O filtro indutivo no lado do inversor foi calculado considerando um *ripple* máximo de corrente de 20%, que está dentro do intervalo sugerido por [55] para inversores com potência nominal na ordem de 1 MVA e 2 MVA;
- O filtro indutivo no lado da rede foi calculado considerando uma atenuação de 80% na corrente injetada na rede pelo inversor em relação à corrente nos terminais do inversor na frequência de chaveamento;
- Um resistor de amortecimento em série com o filtro capacitivo foi usado de modo a eliminar valores elevados na corrente injetada na rede na frequência de ressonância. Este resistor foi calculado considerando o valor de um terço

da impedância do filtro capacitivo na frequência de ressonância, conforme sugestão de [53].

3.1.7.4 Representação do inversor por meio do modelo médio

No *software* ATP, de modo a evitar as complexidades das trocas de estados dos dispositivos semicondutores do inversor, as tensões terminais do GBI são aproximadas por seus respectivos valores médios ao longo de um ciclo de comutação. Esse procedimento resulta em uma representação simplificada do gerador distribuído, que é conhecido como modelo médio do inversor [56]. Dessa forma, os semicondutores e o bloco "SPWM e Acionamento" na Figura 3.3 são substituídos por três fontes de tensão controladas. Essas fontes são modeladas usando blocos TACS, que é uma das ferramentas disponíveis no ATP. O modelo médio do inversor apresenta duas vantagens significativas em relação ao modelo chaveado convencional:

- O modelo médio requer menos esforço computacional quando comparado ao modelo chaveado;
- Para fins de análise dinâmica, o conhecimento dos detalhes de altas frequências do modelo chaveado, oriundos do próprio chaveamento, não são necessários, pois os controles e filtros exibem características passa-baixa. Por causa disso, há o interesse nos valores médios nos terminais do inversor e não nos valores instantâneos [56];

Ademais, na literatura é comum o emprego deste modelo para estudos de ilhamento que há a presença de GBIs ([37], [39] e [40]). A implementação deste modelo no ATP está ilustrada na Figura 3.9.

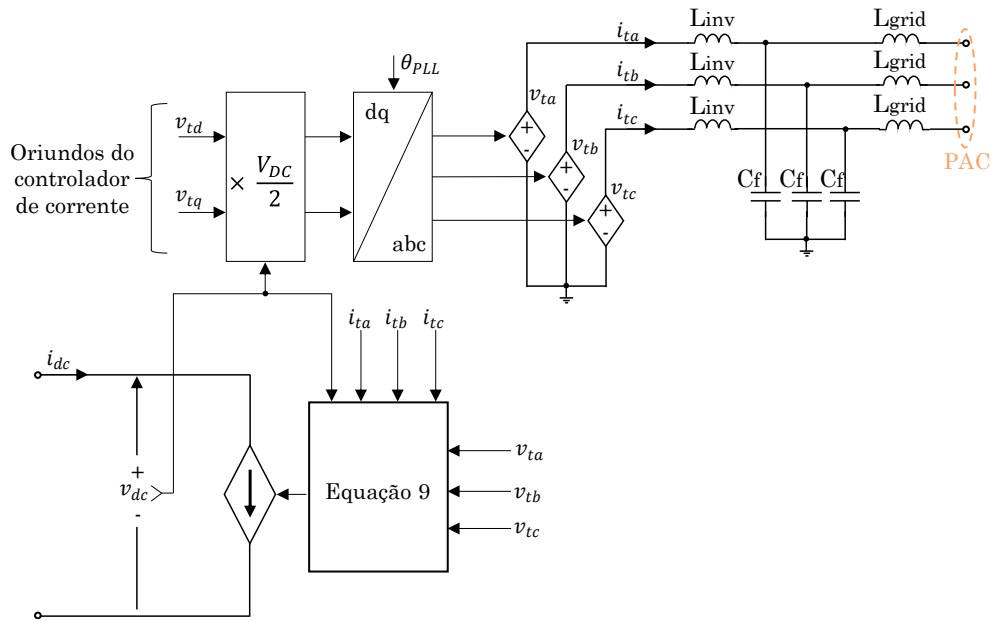


Figura 3.9 – Implementação do modelo médio do GBI no ATP. Fonte: Baseada em [45] e [49].

A implementação do modelo médio é baseada nas informações presentes em [45] e [49] em que ambos fazem a interface do barramento CC com o inversor por meio do cálculo da corrente do barramento CC (i_{dc}), conforme ilustra a Equação 9:

$$i_{dc} = \frac{v_{ta}i_a + v_{tb}i_b + v_{tc}i_c}{v_{dc} + \varepsilon} \quad (9)$$

Em que:

- v_{ta} , v_{tb} e v_{tc} : Tensão de fase nos terminais do inversor [V];
- i_a , i_b e i_c : Corrente de linha nos terminais do inversor [A];
- ε : Valor pequeno para evitar divisão por zero no início da simulação [-];

A Equação 9 representa o balanço de potência ativa no barramento CC com a potência ativa nos terminais do inversor. Essa igualdade é feita pois as perdas nos semicondutores do inversor são desprezadas.

3.1.7.5 Parâmetros Elétricos do GBI

As informações detalhadas sobre os parâmetros elétricos utilizados no GBI de 1,0, 1,5 e 2,0 MVA podem ser encontradas na Tabela 3.8. Destaca-se ainda que o transformador de acoplamento dos três GBIs possui uma potência nominal de 2,5 MVA, com uma resistência série de 0,0156 p.u., reatância série de 0,0631 p.u., tensão no lado de baixa de 0,66 kV, tensão no lado de alta de 13,8 kV, conexão Dyn1.

Tabela 3.8 – Parâmetros Elétricos do GBI de 1,0, 1,5 e 2,0 MVA. Fonte: O Autor

Parâmetro Elétrico	1,0 MVA	1,5 MVA	2,0 MVA
Tensão nominal de saída do GBI [V]	660	660	660
Tensão nominal de barramento CC [V]	1500	1500	1500
Frequência de Chaveamento [kHz]	2,5	2,5	2,5
Reatância do filtro LCL no lado do inversor [Ω]	0,152	0,101	0,076
Resistência do filtro LCL no lado do inversor [Ω]	0,007	0,005	0,004
Reatância do filtro LCL no lado da rede [Ω]	0,030	0,020	0,015
Resistência do filtro LCL no lado da rede [Ω]	0,001	0,001	0,000
Admitância capacitiva do filtro LCL [μ S]	114784,2	172176,3	229568,4
Resistência de amortecimento do filtro LCL [Ω]	0,156	0,104	0,078
Máxima corrente RMS suportada pelo GBI [p.u.]	1,10	1,10	1,10
Ganho proporcional do regulador de tensão [p.u.]	0,01	0,01	0,01
Ganho integral do regulador de tensão [p.u.]	0,10	0,10	0,10
Ganho proporcional do regulador de corrente [p.u.]	0,76	0,50	0,38
Ganho integral do regulador de corrente [p.u.]	14,33	9,55	7,17
Ganho proporcional do PI do PLL [p.u.]	76,36	76,36	76,36
Ganho integral do PI do PLL [p.u.]	2916,00	2916,00	2916,00
Máxima frequência estimada pelo PLL [rad/s]	$2\pi 60 \cdot 1,2$	$2\pi 60 \cdot 1,2$	$2\pi 60 \cdot 1,2$
Mínima frequência estimada pelo PLL [rad/s]	$2\pi 60 \cdot 0,8$	$2\pi 60 \cdot 0,8$	$2\pi 60 \cdot 0,8$
Capacitância do barramento CC [mF]	133	200	267

Os ganhos dos reguladores usados no sistema foram obtidos de diferentes fontes. Para o PLL, os ganhos foram retirados de [52]. Os ganhos dos reguladores de corrente foram calculados usando as equações de [56], que levam em conta os parâmetros série do filtro LCL e a frequência de malha aberta da função de transferência de corrente, com uma frequência dez vezes menor do que a de chaveamento. Os ganhos do regulador de tensão foram determinados por meio de investigação, testando vários conjuntos de ganhos proporcionais e integrais para otimizar o tempo de estabilização na resposta da potência ativa. Detalhes dessa metodologia estão em [57]. A capacitância do barramento CC é calculada conforme a metodologia apresentada em [50] em que é necessário

conhecer a potência nominal do inversor, bem como a frequência de chaveamento, a tensão nominal do barramento CC, que neste trabalho foi considerada 1500 V para os três GBIs e a máxima ondulação de tensão no barramento CC, que neste trabalho foi adotado o valor de 1%, conforme é feito em [50].

3.1.8 Gerador Síncrono Hidráulico

Os parâmetros elétricos do GSH modelado estão resumidos na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 – Parâmetros do GSH. Fonte: Retirado de [58]

Parâmetro	Valor
Potência nominal [MVA]	1,562
Tensão de linha [V]	480
Número de polos [-]	10
Resistência de armadura [p.u.]	0,01
Reatância síncrona de eixo direto [p.u.]	0,91
Reatância síncrona de eixo em quadratura [p.u.]	0,47
Reatância de dispersão [p.u.]	0,10
Reatância transitória de eixo direto [p.u.]	0,43
Reatância transitória de eixo em quadratura [p.u.]	0,43
Reatância subtransitória de eixo direto [p.u.]	0,30
Reatância subtransitória de eixo em quadratura [p.u.]	0,38
Constante de tempo de circuito aberto de eixo direto [s]	6,00
Constante de tempo de circuito aberto de eixo em quadratura [s]	1,00
Constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo direto [s]	0,0127
Constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo em quadratura [s]	0,02
Reatância de sequência zero [p.u.]	0,1346
Constante de inércia [s]	0,7557

A conexão deste gerador no sistema é feita por meio de um transformador de acoplamento cuja potência nominal é de 2,0 MVA, com reatância série de 0,06 p.u., tensão no lado de baixa de 0,48 kV, tensão no lado de alta de 13,8 kV, conexão Dyn1. Para a modelagem computacional, foi usado o próprio modelo do ATP que emprega as equações do gerador síncrono no domínio girante dq. Ainda na modelagem, torna-se necessário discutir a excitatriz e o regulador de velocidade empregados nessa GD.

3.1.8.1 Excitatriz

A malha de controle de potência reativa está ilustrada na Figura 3.10 e é o modelo ST1C apresentado em [59].

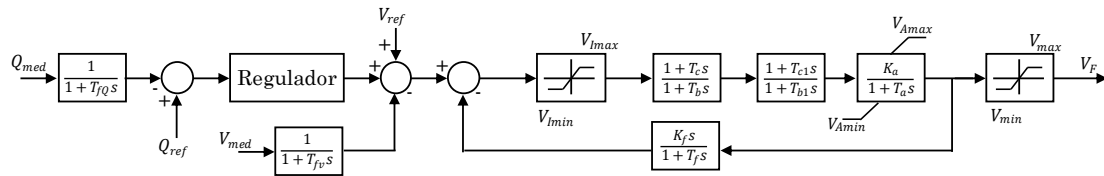


Figura 3.10 – Malha de controle de potência reativa – Excitatriz ST1C. Fonte: Baseado em [59]

Na figura, Q_{ref} é a potência reativa de referência da GD, que para a operação em fator de potência unitário será definido em 0 p.u., Q_{med} e V_{med} são, respectivamente, a potência reativa injetada pelo GSH medida e a tensão terminal medida, V_{ref} é a tensão terminal de referência (1 p.u.), T_{fQ} e T_{fV} são constantes dos filtros passa-baixa e valem, respectivamente, 0,1 s e 0,08 s. Por fim, V_F é a tensão contínua aplicada ao enrolamento do rotor no GSH.

O regulador presente na Figura 3.10 é um controlador PI e os ganhos foram obtidos por meio de uma investigação que testou diversos conjuntos de ganhos proporcionais e integrais, com o objetivo de alcançar um menor tempo de estabilização na resposta temporal da potência ativa, similar ao que foi empregado ao GBI. Tais ganhos estão apresentados na Tabela 3.10.

Tabela 3.10 – Ganhos do regulador de potência reativa. Fonte: O Autor

Parâmetro	Valor
Ganho proporcional [p.u.]	0,20
Ganho integral [p.u.]	0,50

Demais valores das variáveis presentes no diagrama da Figura 3.10 foram retirados da Tabela H.23 do guia IEEE Std 421.5-2016 [59].

3.1.8.2 Regulador de Velocidade

O regulador de velocidade modelado está ilustrado na Figura 3.11 e é um modelo simplificado para representar a dinâmica do conjunto atuador e turbina proposto por [60].

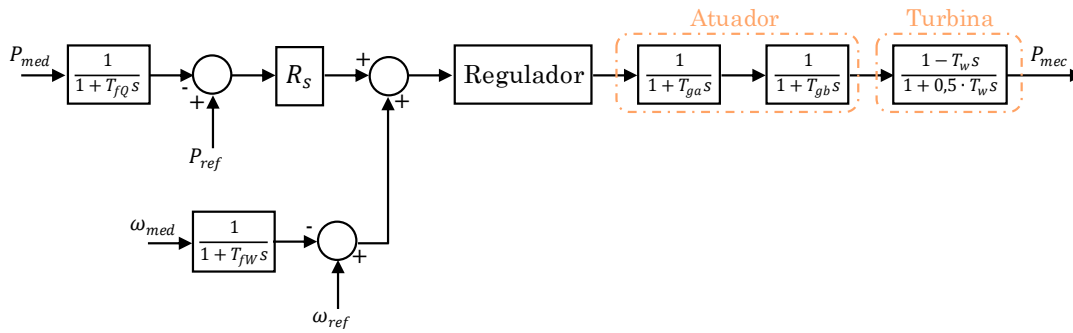


Figura 3.11 – Regulador de velocidade modelado para o GSH. Fonte: Adaptado de [60]

Na figura, T_{fW} representa a constante de tempo do filtro passa-baixa de velocidade e vale 0,08 s, R_s representa a constante regulação de velocidade *droop* que vale 5%, P_{med} a potência ativa medida injetada pelo GSH, ω_{med} a velocidade medida da turbina, P_{ref} a potência ativa de referência a ser injetada pelo GSH, ω_{ref} a velocidade de referência da turbina e P_{mec} a potência mecânica disponível no eixo da turbina. T_{ga} refere-se à constante de tempo da válvula piloto e servomotor ($T_{ga} = 0,1$ s), T_{gb} refere-se à constante de tempo do servo motor principal ($T_{gb} = 0,15$ s) [60]. Ademais, o parâmetro T_w está associado à partida de água na tubulação. Mais detalhes sobre essa variável podem ser encontrados em [61] e de acordo com esse, usualmente T_w varia entre 0,5 s e 4,0 s. Assim, este trabalho adotou $T_w = 1,83$ s, que é o valor usado por [62].

O regulador da Figura 3.11 é um controlador PI e os ganhos foram obtidos usando a mesma estratégia do regulador da excitatriz: uma investigação foi realizada para testar diferentes conjuntos de ganhos proporcionais, integrais e derivativos com o objetivo de alcançar uma resposta temporal mais rápida na potência ativa. Tais ganhos estão apresentados na Tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Ganhos do regulador de velocidade. Fonte: O Autor

Parâmetro	Valor
Ganho proporcional [p.u.]	0,20
Ganho integral [p.u.]	0,90

3.1.9 Proteções Passivas

No ATP, utilizando a linguagem MODELS, foram modeladas todas as proteções passivas, incluindo sobre/subfrequência (ANSI 81O/U), sobre/subtensão (ANSI 59/27) e ROCOF (ANSI 81R). É importante ressaltar que tais proteções fazem medições de grandezas elétrica nos PACs dos geradores distribuídos para a detecção do ilhamento.

3.1.9.1 Sub/Sobfrequência (ANSI 81U/O)

A estimação da frequência elétrica é feita por meio da entrada das tensões trifásicas lidas pelo relé de proteção. Caso a frequência lida pelo relé viole um dos limites de sobrefrequência (β_1) ou subfrequência (β_2), um sinal de trip é enviado para abertura do disjuntor. A lógica da função 81O/U pode apresentar ainda três ajustes adicionais:

- **Temporização:** Caso a leitura de frequência viole os limites de sobre ou subfrequência por um tempo maior que a temporização (T_{set}), então um sinal de *trip* é enviado para abertura do disjuntor;
- **Bloqueio de tensão:** Para que haja a atuação da função 81U/O, além da violação dos limites de sobre e subfrequência por um período superior a temporização, é necessário que a mínima tensão entre as três fases, em p.u., seja superior a um valor pré-ajustado (V_{bloq}). Caso isso não seja cumprido, haverá o bloqueio de tal função de proteção por subtensão. Normalmente, o bloqueio por subtensão é usado de modo a evitar a atuação incorreta em situações de curtos-circuitos. De acordo com [63], uma concessionária no sul do Brasil adota como valor *default* $V_{bloq}=0,60$ p.u.;
- **Tempo de *dropout*:** Este parâmetro se refere ao período de manutenção do bloqueio das proteções de frequência por subtensão quando a tensão medida retorna para valores superiores a V_{bloq} . Neste trabalho, é investigada a performance das proteções anti-ilhamento considerando um tempo de *dropout* de 0,0 s, 0,5 s e 2,0 s.

O procedimento empregado aqui para a estimação da frequência compreende a medição das três tensões trifásicas, filtradas por um filtro *Butterworth* de 2º ordem com frequência de corte em 120 Hz. Em seguida, calcula-se a tensão v_α utilizando a Equação (11), conforme faz [41]:

$$v_\alpha = v_a - 0,5 \cdot (v_b + v_c) \quad (11)$$

Com essa grandeza calculada, é possível fazer a estimação da frequência elétrica por meio da medição do intervalo de tempo necessário para que haja o cruzamento entre dois zeros consecutivos. O cálculo final da frequência é feito por um filtro de média móvel considerando uma janela deslizante de 50 ms. A Figura 3.12 e a Figura 3.13 ilustram, respectivamente, a metodologia de estimação da frequência elétrica e a lógica de disparo das funções de proteção 81U/O.

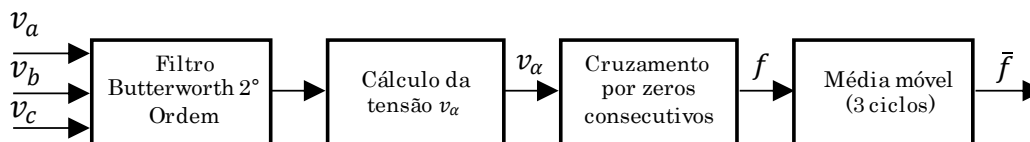


Figura 3.12 – Metodologia para estimação da frequência. Adaptado de [41]

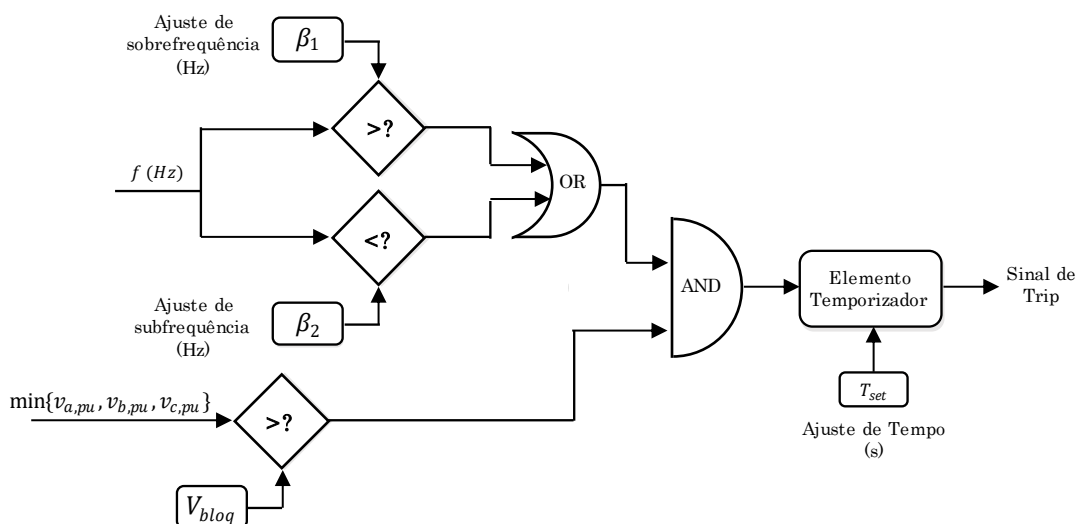


Figura 3.13 - Lógica de disparo das funções de proteção 81O/U. Fonte: Adaptado de [7]

3.1.9.2 Sub/Sobretensão (ANSI 27/59)

Para a estimação da tensão RMS nos PACs dos geradores distribuídos, implementou-se uma MODELS que resolve a integral clássica para a estimação do valor eficaz de um sinal, conforme representado na Figura 3.14. Adicionalmente, a estimação dessa grandeza é feita com o rastreamento de frequência e por isso dois sinais de entrada são necessários: (1) a tensão instantânea e a (2) frequência elétrica, que é calculada conforme a metodologia apresentada na Figura 3.12. Uma vez que três sinais estão à disposição para a lógica da função de proteção (um sinal de tensão para cada fase), diferentes lógicas podem ser empregadas para o disparo do sinal de *trip* para um disjuntor. Por exemplo, de acordo com [30], as seguintes lógicas são válidas:

- A função 27 pode ser configurada para atuar se pelo menos uma das três fases viola o ajuste mínimo de tensão V_{sub} (lógica *OR*) ou se as três tensões violam o ajuste mínimo de tensão (lógica *AND*);
- A função 59 pode ser configurada para atuar se pelo menos uma das três fases viola o ajuste máximo de tensão V_{sobre} (lógica *OR*) ou se as três tensões violam o ajuste máximo de tensão (lógica *AND*);

- Pode-se ainda usar o valor eficaz da tensão de sequência positiva de modo a verificar se há a violação dos limites de sub e sobretensão.

Aqui neste trabalho, optou-se pela lógica OR em que são avaliados o menor e a maior tensão eficaz das três fases, conforme está ilustrado na Figura 3.15.

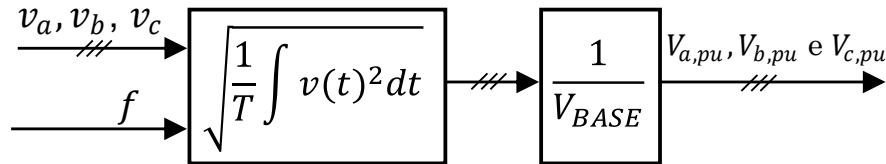


Figura 3.14 - Metodologia usada para o cálculo da tensão RMS em p.u. Fonte: Adaptado de [41]

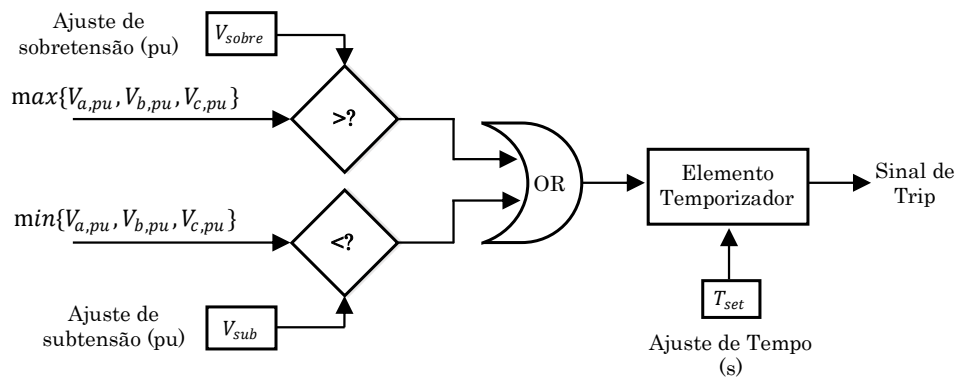


Figura 3.15 – Lógica de disparo das funções de proteção 27/59. Fonte: Adaptado de [7].

Para a lógica trip das funções de proteção 27/59, empregou-se, respectivamente, a menor e a maior tensão das três fases pois o sistema avaliado é equilibrado. Entretanto, é recomendado a consulta ao manual dos relés para verificar a lógica empregada pelos fabricantes.

3.1.9.3 Taxa de Variação de Frequência (ANSI 81R)

A função de proteção 81R usa o valor da derivada de frequência (ROCOF – *Rate of Change of Frequency*) como forma de avaliar um eventual disparo de um sinal de *trip* para um disjuntor. É uma técnica sensível e útil para detectar eventos nos quais a frequência não atinge valores elevados, mas varia de maneira rápida [30]. Assim como nas funções de proteção 81U/O, a 81R pode apresentar temporização, bloqueio de tensão, além do tempo de *dropout*. Essa função envia um sinal de *trip* para um disjuntor se a taxa de variação de frequência for superior a um ajuste pré-estabelecido, desde que cumpra os requisitos de temporização e bloqueio de tensão, caso definidos.

A Figura 3.16 ilustra a metodologia de obtenção da taxa de frequência em conjunto com a lógica de disparo da função 81R.

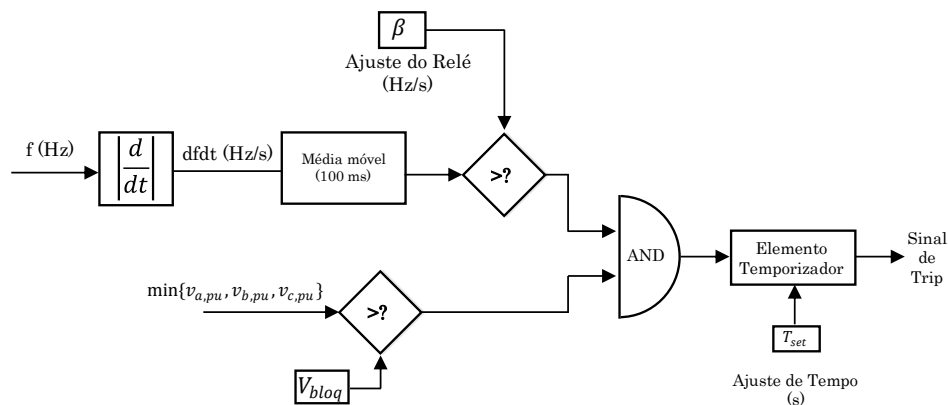


Figura 3.16 - Lógica de disparo da função 81R. Fonte: Adaptado de [7]

3.1.10 Proteções Ativas

Quando há o ilhamento e o fluxo de potência no ponto da rede é insignificante, as proteções passivas falham em detectar o ilhamento [33]. Portanto, são necessárias proteções adicionais, como técnicas ativas, para detectar casos de ilhamento. Neste trabalho, escolheu-se modelar as técnicas ativas da GE: GEFS e GEVS. Tais técnicas são apresentadas em [33] e em [34] e têm como objetivo desviar a tensão e/ou frequência do sistema ilhado para valores que violam os ajustes das proteções anti-ilhamento no PAC, permitindo a detecção do evento. Isso é feito por meio de uma realimentação positiva implementada na malha de controle da Figura 3.6, conforme é mostrado na Figura 3.17 (para a técnica GEFS) e Figura 3.18 (para a técnica GEVS).

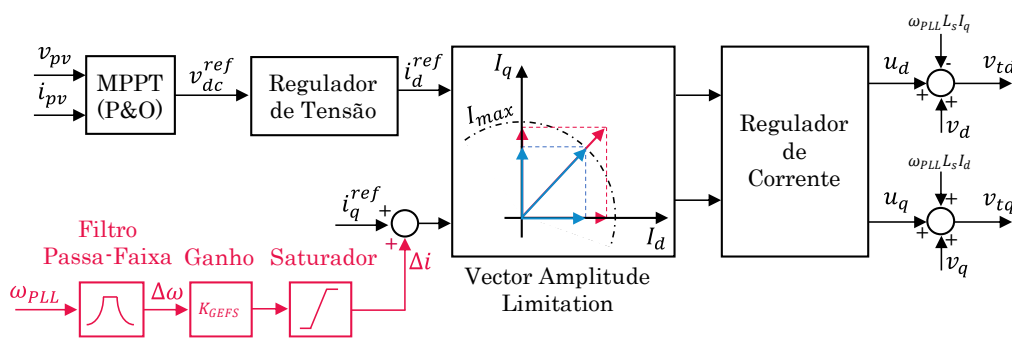


Figura 3.17 – Implementação da proteção ativa GEFS. Fonte: Adaptado de [33]

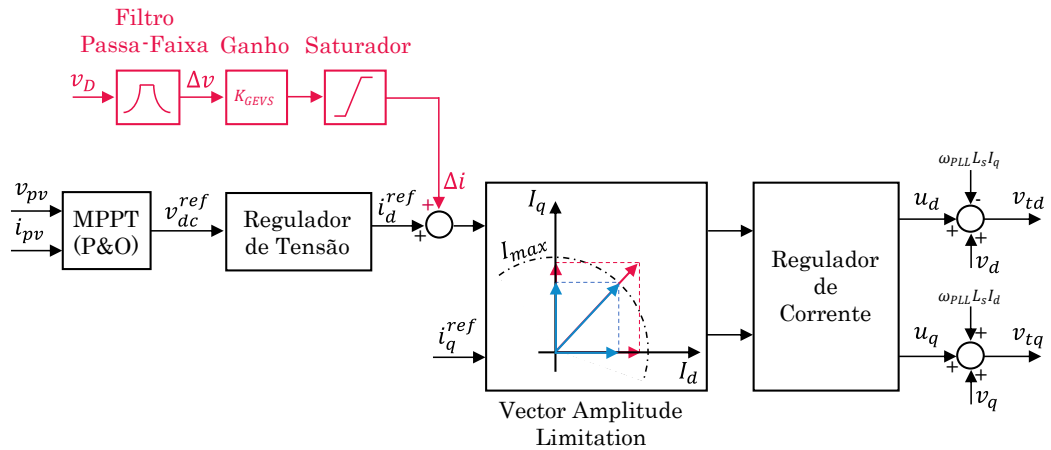


Figura 3.18 - Implementação da proteção ativa GEVS. Fonte: Adaptado de [33]

Essas técnicas ativas da GE foram implementadas para a detecção de ilhamento quando o inversor alimenta, de maneira exclusiva, uma carga do tipo RLC paralela ressonante na frequência elétrica da rede, conforme exigem normas internacionais e nacionais [35], similar ao circuito da Figura 2.3. Assim, para esse cenário, a situação mais crítica para a detecção do ilhamento é quando o fluxo de potência ($\Delta P + j\Delta Q$) no disjuntor da Figura 2.3 é desprezível.

De modo a entender essas técnicas ativas, é necessário ter o conhecimento das expressões do fluxo de potência quando a carga do circuito da Figura 2.3 for um circuito RLC paralelo e o gerador distribuído é um GBI. Assim, para o sistema ilhado, pode-se equacionar:

$$P_{GD} = \frac{V^2}{R_{rlc}} \quad (12)$$

$$Q_{GD} = V^2 \left(-\omega C_{rlc} + \frac{1}{\omega L_{rlc}} \right) \quad (13)$$

em que:

- P_{GD} : Potência ativa consumida pela carga RLC provida pela GD [W];
- Q_{GD} : Fluxo de potência reativa na GD (sinal positivo indica exportação de reativos, sinal negativo indica importação de reativos) [var];
- V : Tensão na carga RLC [V];
- R_{rlc}, L_{rlc} e C_{rlc} : Resistência, indutância e capacitância, respectivamente, da carga RLC [Ω /H/F].

Desta forma, o papel da realimentação positiva é explicado da seguinte maneira para cada uma das técnicas:

- Para a técnica GEVS, a realimentação positiva permite alterações na potência ativa injetada pelo inversor em resposta a uma variação da tensão no eixo direto medida pelo PLL. Desta forma, um acréscimo no valor desta tensão acarretará um acréscimo na potência ativa injetada pelo inversor. Devido à natureza da carga RLC ser uma impedância constante, então o acréscimo de potência ativa enviado pelo inversor provocará um aumento na tensão, conforme indicado pela Equação (12). Este processo acontece dentro de um *loop* até que o valor da tensão lida no PAC viole os limites da proteção de tensão. Um raciocínio análogo é válido quando a tensão medida pelo PLL decresce.
- Para a técnica GEFS, a realimentação positiva permite alterações na potência reativa injetada pelo inversor em resposta a uma variação da frequência do sistema medida pelo PLL. Desta forma, um acréscimo no valor da frequência do sistema acarretará uma importação de reativos pelo inversor oriundo da carga RLC. Devido à natureza da carga RLC ser uma impedância constante, então a exportação de reativos pela carga RLC para o inversor provocará um aumento na frequência, conforme é indicado pela Equação (13). Este processo acontece dentro de um *loop* até que o valor da frequência no PAC viole os limites da proteção de frequência. Um raciocínio análogo é válido quando a frequência medida pelo PLL decresce.

É relevante salientar que, na presença da rede, a tensão e frequência no PAC são impostas pela rede, que é mais forte do que o gerador distribuído. Portanto, para cenários em que a GD está operando normalmente em paralelo com a rede, as técnicas ativas não devem ser capazes de desviar essas grandezas elétricas para valores além do nominal.

Conforme pode ser visto na Figura 3.17 e Figura 3.18, a implementação adequada destas técnicas ativas depende de três componentes – Filtro Passa-Faixa, Limitador e Ganho (K_{GEFS}/K_{GEVS}) – que serão apresentados a seguir.

3.1.10.1 Filtro Passa-Faixa

Segundo [33], o uso de Filtro Passa-Faixa é justificado para evitar a injeção de ruídos (característica passa-baixa necessária), pois esses sinais degradam a qualidade da energia elétrica. Além disso, é necessário evitar sinais CC (característica passa-alta necessária), pois esses sinais atrapalham o rastreamento de potência ativa e reativa de referência em regime permanente. Visto que o ilhamento é um evento no qual se solicita

que seja detectado em até 2,0 s, [33] sugere que a banda passante deverá ser o intervalo 1Hz-10Hz, o que significa um tempo de resposta de 0,1 s-1,0 s. Desta forma, a função de transferência do filtro, $H(s)$, adotada é:

$$H(s) = \frac{0,159s}{(1 + 0,159s)(1 + 0,0159s)} \quad (14)$$

3.1.10.2 Saturador

De acordo com [33], o saturador tem como objetivo proteger o inversor contra sobrecorrentes. Como o *vector amplitude limitation* (VAL) já cumpre este papel, não houve preocupação nesta dissertação em projetar este componente.

3.1.10.3 Ganhos

Para cada técnica, o ganho deve ser projetado de modo a permitir a operação do inversor estável em regime permanente (isto é, condição sem ilhamento) e instável no modo ilhado. O cálculo do ganho é feito por meio da análise da estabilidade do sistema no domínio da frequência. Tal procedimento consiste em abrir as malhas ilustradas na Figura 3.17 e Figura 3.18, injetar pequenos distúrbios com frequências variadas na malha de controle e medir a fase e o ganho do sinal após o bloco de ganho (Δi), conforme é ilustrado na Figura 3.19, para a técnica ativa GEFS, sendo que para a GEVS a metodologia é análoga. Deve-se fazer o procedimento para o sistema conectado e ilhado e então com auxílio do Diagrama de Bode é possível calcular um valor adequado para os ganhos que permita o sistema conectado ser estável e o sistema ilhado instável.

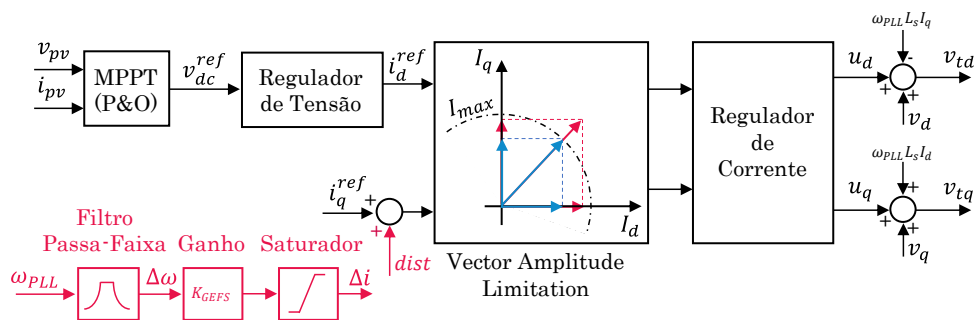


Figura 3.19 – Procedimentos para o cálculo do ganho para a técnica GEFS. Fonte: Adaptado de [33]

O sistema a ser utilizado para o cálculo do ganho é o circuito empregado no teste anti-ilhamento conforme norma internacional e nacional [35]: trata-se de um circuito RLC paralelo ressonante em paralelo com a rede e com inversor, no qual a carga é

alimentada exclusivamente pelo gerador distribuído de modo que o fluxo de potência na rede é nulo. Os parâmetros elétricos do sistema são descritos na Tabela 3.12. A única diferença entre as cargas está no fator de qualidade (Q_f) adotado. Apesar da carga em [35] possuir $Q_f = 1,00$, nesta dissertação, para o dimensionamento dos ganhos adotou-se valores próximos de $Q_f=1,8$, que é valor similar empregado em [33]. Segundo [64], quanto maior o fator de qualidade da carga RLC, mais difícil será para a técnica ativa detectar o ilhamento, o que significa, de forma geral, que se a técnica ativa conseguir detectar o ilhamento para $Q_f=1,8$, então conseguirá detectar o evento para $Q_f=1,00$.

Tabela 3.12 - Parâmetros elétricos usados no sistema para o cálculo dos ganhos das técnicas ativas de ambos os GBIs. Fonte: O Autor.

Parâmetro Elétrico	GBI 1,0 MVA	GBI 1,5 MVA	GBI 2,0 MVA
Tensão da Rede [V]	660	660	660
Impedância da Rede [Ω]	0,00217+ j0,0217	0,00145+j0,0145	0,00108+j0,0108
Resistor do RLC [Ω]	0,435	0,290	0,217
Reatância do RLC [Ω]	0,242	0,159	0,121
Admitância do RLC [μS]	3995653,4	6095003,9	8000000,0
P_{GD} [p.u.]	1,00	1,00	1,00
Q_{GD} [p.u.]	0,00	0,00	0,00

A indutância da rede foi calculada considerando como 5% da impedância base do inversor e a resistência da rede com uma relação de $X/R = 10$, conforme é feito em [33].

3.1.10.3.1 Ganho *GEFS*

A Figura 3.20 mostra o ganho (magnitude e fase) do sinal Δi frente a perturbações de diversas frequências considerando $K_{GEFS} = 0,01$, como um palpite inicial de ganho para o GBI de 2 MVA. Considerando a teoria de estabilidade de sistemas no domínio frequência, uma análise da Figura 3.20 revela que para $K_{GEFS} = 0,01$ o sistema conectado é estável (o que é desejável) pois não há cruzamento pelo 0 dB em nenhuma faixa de frequência. Além disso, o sistema ilhado é instável (o que é desejável) para este ganho pois há o cruzamento pelo 0 dB quando a fase é menor do que -180° . Entretanto, o sistema possui uma margem de ganho de 33,59 dB quando no modo conectado (ver Figura 3.20 (a)). Isso significa que é possível aumentar o ganho $K_{GEFS} = 0,01$ em 33,59 dB sem instabilizar o sistema no modo conectado. Vale dizer que quanto maior o ganho, mais rápida é a detecção do ilhamento, apesar do sistema conectado se aproximar da instabilidade [34].

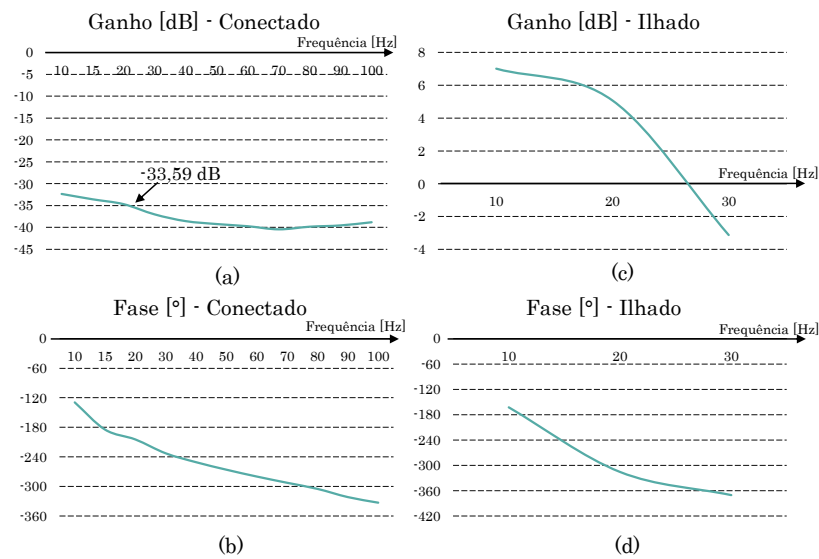


Figura 3.20 - Diagrama de Bode para $K_{GEFS} = 0,01$ para o GBI de 2,0 MVA. (a) Ganho do sinal Δi para o sistema conectado. (b) Fase do sinal Δi para o sistema conectado. (c) Ganho do sinal Δi para o sistema ilhado. (d) Fase do sinal Δi para o sistema ilhado. Fonte: O Autor.

Na literatura, é possível encontrar trabalhos que sugerem uma margem de ganho de pelo menos 5 dB [34]. Neste trabalho, é adotado que o sistema conectado deverá possuir uma margem de ganho de 10 dB. Sendo assim, há margem para aumentar o ganho $K_{GEFS} = 0,01$ em $33,59 - 10 \text{ dB} = 23,59 \text{ dB}$ (15,122, em absoluto). Portanto, o ganho projetado é $K_{GEFS} = 0,01 \cdot 15,122 \cong 0,151$.

Ao empregar o mesmo procedimento para o GBI de 1,0 e 1,5 MVA, chega-se, respectivamente, nos seguintes valores: $K_{GEFS} = 0,117$ e $K_{GEFS} = 0,142$.

3.1.10.3.2 Ganho GEVS

A Figura 3.21 mostra o ganho e fase do sinal Δi frente a perturbações de diversas frequências considerando $K_{GEVS} = 10$, como um palpite inicial de ganho para o GBI de 2 MVA. Também considerando a teoria de estabilidade de sistemas no domínio frequência, uma análise da Figura 3.21 revela que para $K_{GEVS} = 10$ o sistema conectado é estável (o que é desejável) pois não há cruzamento pelo 0 dB em nenhuma faixa de frequência. Além disso, o sistema ilhado é instável (o que é desejável) pois há o cruzamento pelo 0 dB quando a fase é menor do que -180° . Entretanto, o sistema está com margem de ganho de 20,16 dB (ver Figura 3.21a). Desta forma, pode-se aumentar o ganho $K_{GEVS} = 10$ em 10,16 dB (3,22, em absoluto) para que haja uma margem de ganho de 10 dB. Portanto, o ganho projetado é $K_{GEVS} = 10 \cdot 3,22 \cong 32,2$.

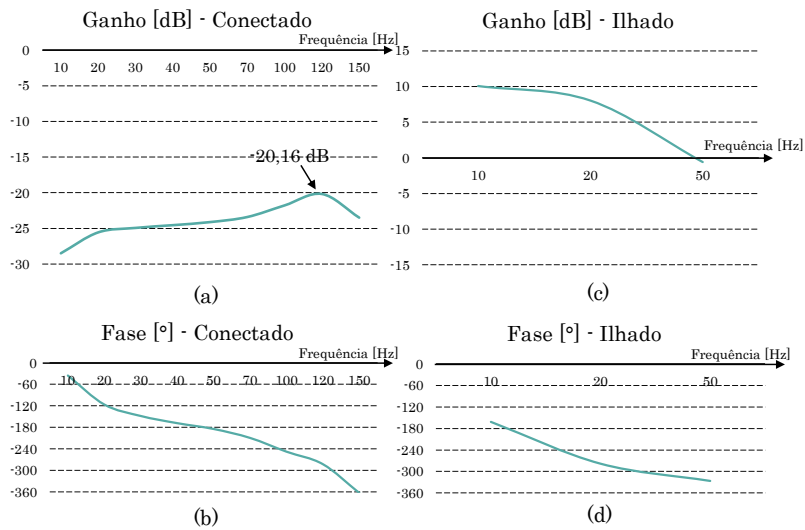


Figura 3.21 - Diagrama de Bode para $K_{GEVS} = 10$ para o GBI de 2,0 MVA. (a) Ganho do sinal Δi para o sistema conectado. (b) Fase do sinal Δi para o sistema conectado. (c) Ganho do sinal Δi para o sistema ilhado. (d) Fase do sinal Δi para o sistema ilhado. Fonte: O Autor.

Ao empregar o mesmo procedimento para o GBI de 1,0 e 1,5 MVA, chega-se, respectivamente, nos seguintes valores: $K_{GEVS} = 23,88$ e $K_{GEVS} = 25,62$.

3.1.10.3.3 Avaliação dos Ganhos

Com os ganhos projetados, faz-se necessário avaliar a performance dos GBIs na detecção do ilhamento. Por exemplo, a Figura 3.22 mostra tensão e frequência elétrica no PAC do sistema da Figura 2.3 para o GBI de 1,0 MVA munido com técnica ativa GEFS.

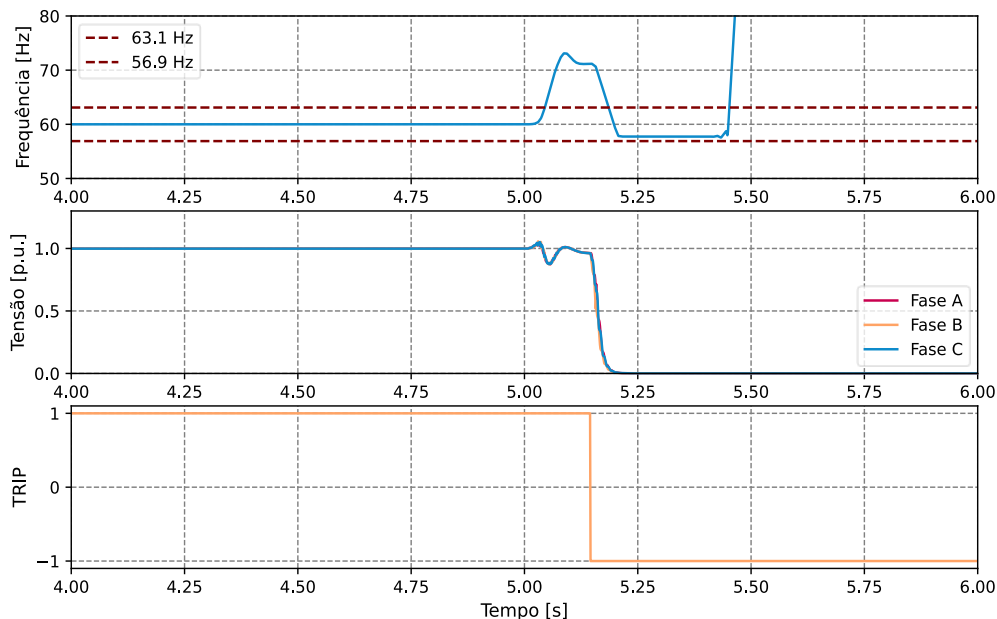


Figura 3.22 – Detecção do ilhamento conforme a norma IEC 62116 [35] com o GBI de 1,0 MVA munido com técnica ativa GEFS. Fonte: O Autor.

Nessa simulação, o ilhamento acontece no instante $t = 5,0$ s e a detecção do ilhamento acontece 153 ms após a ocorrência do evento para a técnica ativa GEFS considerando os ajustes da Tabela 2.2 e Tabela 2.3 (coluna “Ajuste Padrão”). Para o GBI de 1,5 e 2,0 MVA, a detecção com a mesma técnica acontece, respectivamente, 146 ms e 148 ms, respectivamente, após o evento.

Ao considerar a técnica GEVS no GBI, a Figura 3.23 mostra a tensão e a frequência quando o GBI está munido com essa técnica ativa. Nessa figura, é possível perceber que logo após a perda da rede no instante $t = 5,0$ s, a tensão do sistema ilhado aumenta e é estabilizada em valores próximos de 1,10 p.u., enquanto a frequência permanece praticamente constante em 60 Hz. Nesse caso, a técnica GEVS, por meio da realimentação, força o inversor a injetar mais potência ativa no sistema ilhado para desviar a tensão do sistema e permitir a detecção do ilhamento. Todavia, a tensão é estabilizada em torno de 1,10 p.u. devido ao saturador de corrente VAL ($I_{max}=1,10$ p.u.). Assim, como o *pickup* mínimo exigido pelo INMETRO para a detecção de ilhamento por meio de sobretensões é de 1,12 p.u., a detecção de ilhamento por meio da função 59 não é possível para esse caso, haja vista que $I_{max} = 1,10$ p.u. Se, por exemplo, $I_{max}=1,20$ p.u., a tensão atingiria valores próximos de 1,20 p.u. por tempo suficiente para que a função 59 (1,18 p.u. / 20 ms) detectasse o evento.

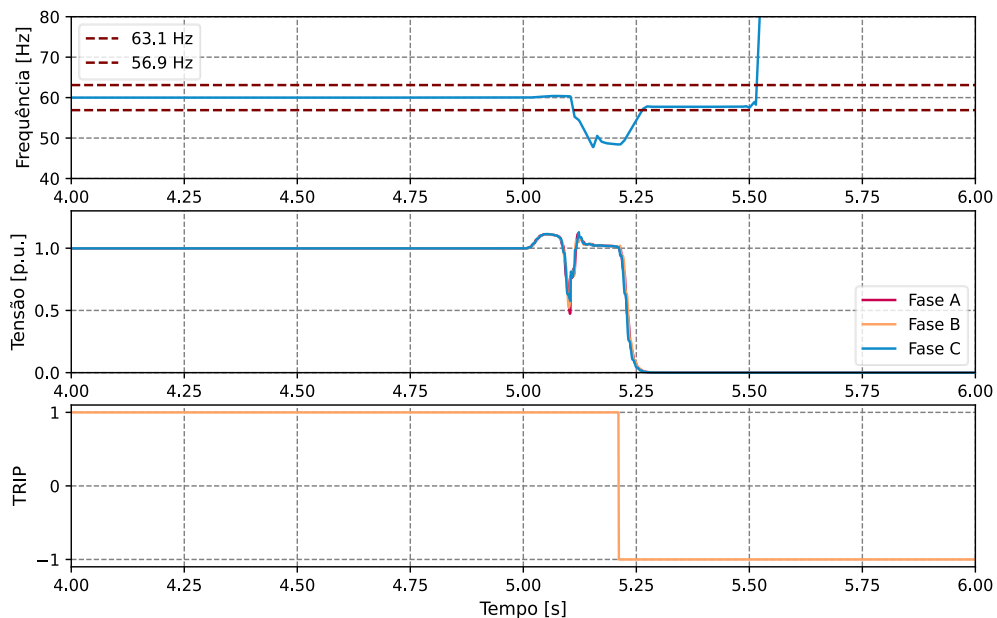


Figura 3.23 - Detecção do ilhamento conforme a norma IEC 62116 [35] com o GBI de 1,0 MVA munido com técnica ativa GEVS. Fonte: O Autor.

Entretanto, mesmo com $I_{max} = 1,10$ p.u., a realimentação positiva da técnica GEVS consegue instabilizar a operação do GBI no modo ilhado e com isso a perda de rede é

detectada pelo gerador distribuído. Isso porque o GBI não tem condições de manter a tensão do sistema ilhado em 1,10 p.u. de maneira permanente já que há um descarregamento do capacitor do barramento CC e conseqüentemente uma redução no valor da tensão neste barramento. Dessa forma o nível de potência ativa injetada pelo inversor é reduzido, o que reflete em uma redução da tensão da ilha. Ainda, por causa da realimentação positiva da técnica GEVS, essa queda brusca na tensão é acelerada de modo que haja distorções nas formas de onda de tensão instantânea, o que reflete na medição da frequência do sistema, já que o algoritmo de estimação dessa grandeza elétrica é baseado no cruzamento entre dois zeros consecutivos, permitindo a detecção do ilhamento pela função 81U (56,9 Hz / 100 ms). Então, embora a técnica ativa usada seja de tensão, o ganho usado fez com que a realimentação positiva instabilizasse o sistema de modo a permitir a detecção do evento 256 ms após o ilhamento pela função 81U. Caso fosse usado um ganho menor, como por exemplo, $K_{GEVS}=6$, embora as formas de onda obtidas sejam similares aos resultados apresentados em [33], a detecção do ilhamento não seria possível considerando os requisitos de suportabilidade do INMETRO [13], conforme ilustra a Figura 3.24 por causa da adoção de $I_{max}=1,10$ p.u.

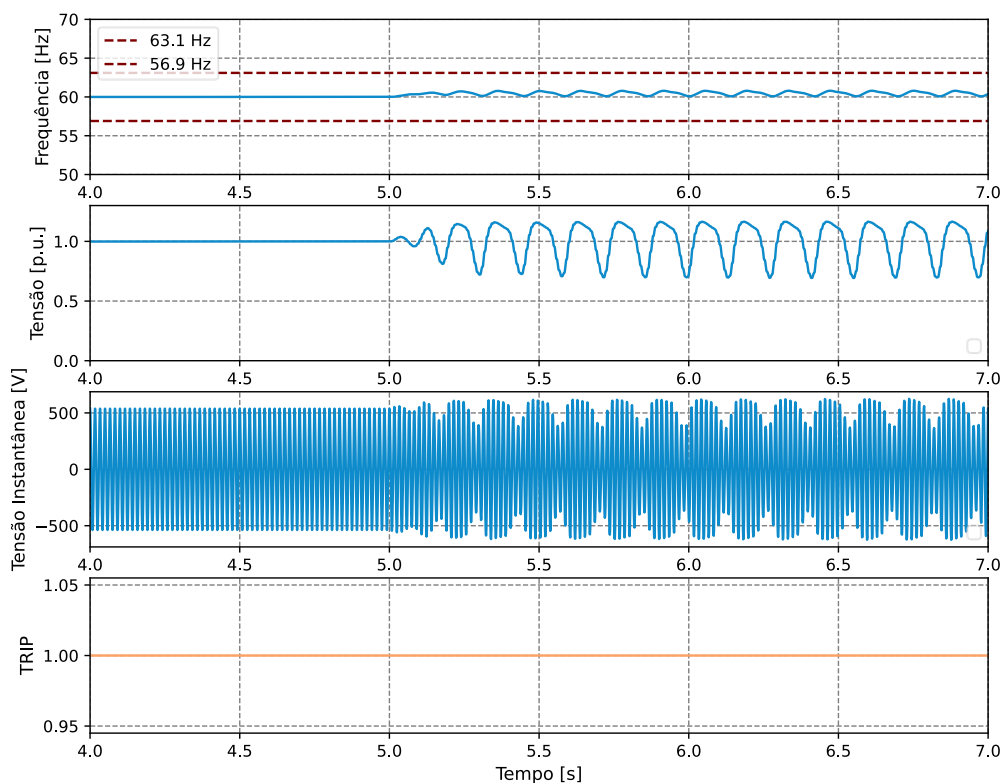


Figura 3.24 – Falha na detecção do ilhamento conforme a norma IEC 62116 [35] com o GBI de 1,0 MVA munido com técnica ativa GEVS para $K_{GEVS}=6$. Fonte: O Autor.

Ainda considerando a técnica GEVS nos GBIs de 1,5 MVA e 2,0 MVA, a detecção do evento ocorre 218 ms para ambos os inversores.

Por fim, destaca-se aqui que na situação em que $TRIP = 1$, não houve o acionamento do disjuntor pelas proteções anti-ilhamento, ao passo que $TRIP = -1$ indica que alguma proteção anti-ilhamento detectou o evento e emitiu o sinal de disparo pelo relé. Essa convenção se aplica a outros sinais de tempo apresentados ao longo desta dissertação.

3.2 Método

Esta seção do trabalho apresenta, em um primeiro momento, os procedimentos usados para as múltiplas simulações de ilhamentos executadas no ATP. Em seguida, é apresentada a metodologia usada para obtenção dos índices de risco associados a uma falha de detecção de ilhamento.

3.2.1 Procedimento para múltiplas simulações

O procedimento adotado para as múltiplas simulações no ATP consiste em variar a demanda ativa e reativa das cargas da ilha, enquanto se mantém a potência ativa e reativa injetada pela GD fixa em, respectivamente, 1 p.u. e 0 p.u. Considerando Q_c a potência do banco de capacitor dentro da ilha, que é um parâmetro fixo, a variação nas demandas ativas e reativas das cargas da ilha permite a simulação de diferentes pontos de operação do sistema, que para o desbalanço de potência reativa (ΔQ) há uma variação de $-Q_c$ até 1 p.u. e para o desbalanço de potência ativa (ΔP), há uma variação de -1 p.u. até 1 p.u. Portanto, a demanda ativa total das ilhas variou de 0 p.u. até 2 p.u., enquanto a demanda reativa total das cargas da ilha variou de 0 p.u. até $1 + Q_c$ p.u. Tal procedimento está ilustrado no fluxograma da Figura 3.25. Ainda, as seguintes informações precisam ser destacadas:

- A potência base adotada é o somatório da potência nominal de GD presente na ilha.
- A variação da demanda das cargas na ilha é feita alterando os valores de resistência e reatância delas no cartão do ATP, haja vista que as cargas são do tipo impedância constante;

- Para cada simulação é verificado se esta atingiu o regime permanente antes da simulação do ilhamento. Se isso não for observado, a simulação é descartada;
- Para cada simulação é verificado se antes da simulação do ilhamento as tensões do sistema respeitam a faixa adequada apresentada no Módulo 8 do PRODIST [8]. Caso essa condição não seja satisfeita, a simulação é descartada.

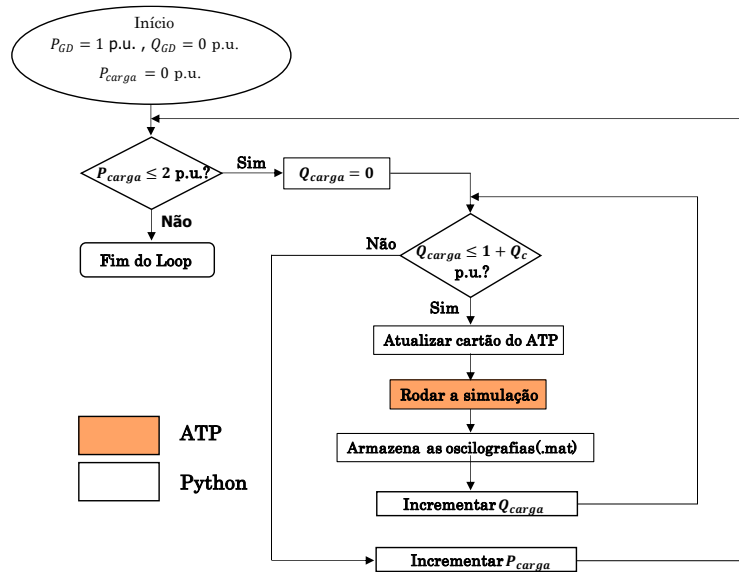


Figura 3.25 – Fluxograma para as múltiplas simulações computacionais. Fonte: O Autor.

Assim, considerando o fluxograma da Figura 3.25, as simulações de ilhamento são realizadas por meio da abertura de CH2 (ver Figura 3.1), em que se nesta ilha existir um banco de capacitor com potência $Q_c = 1$ p.u., 321 casos de ilhamento podem ser simulados, conforme indicado na Figura 3.26.

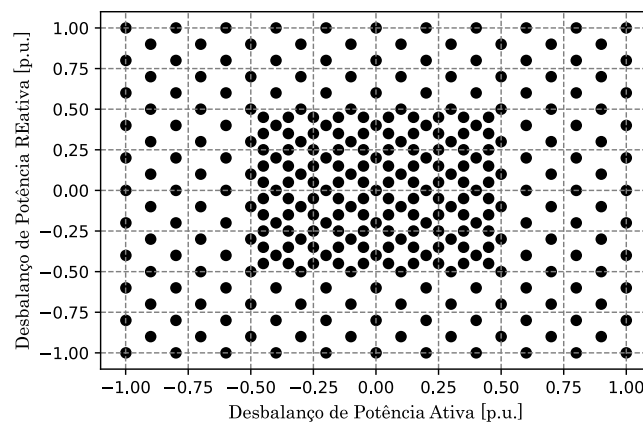


Figura 3.26 – Possíveis pontos operacionais pré-evento do sistema no ponto de ilhamento. Fonte: O Autor.

Ressalta-se que os desbalanços de potência presentes na Figura 3.26 são referentes ao fluxo de potência imediatamente antes da ocorrência do evento, que no caso deste trabalho é na chave CH2 do sistema da Figura 3.1.

Por fim, se na ilha houver um banco de capacitor com $Q_c < 1$ p.u., não será possível realizar exatamente as 321 simulações, mas sim uma quantidade menor, pois, de acordo com o fluxograma da Figura 3.25, varia-se ΔP entre -1 p.u. a 1 p.u. e ΔQ entre $-Q_c$ p.u. a 1 p.u.

3.2.2 Procedimento para o cálculo do risco

Para o cálculo do índice do risco de formação de uma ilha, é necessário que haja inicialmente o mapeamento das ZNDs. Diversos mapeamentos da ZND podem ser feitos variando 1) o tipo de proteção anti-ilhamento 2) o ajuste da respectiva proteção anti-ilhamento 3) o tempo máximo exigido para a detecção do ilhamento. Nesta dissertação, são calculadas as probabilidades de ocorrência das ilhas causadas pelas aberturas de CH1 e CH2, que são chamadas, a partir daqui de Ilha 1 e Ilha 2, respectivamente.

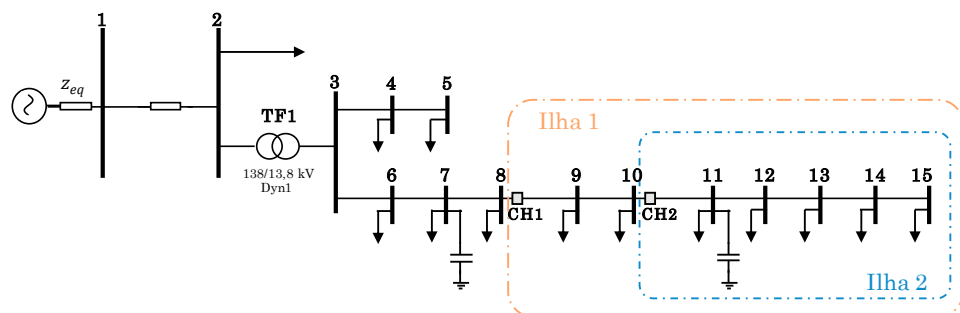


Figura 3.27 - Definição das ilhas estudadas na dissertação. Fonte: O Autor.

Além disso, um terceiro índice, chamado de probabilidade global, é calculado e tem como objetivo avaliar a probabilidade da proteção anti-ilhamento falhar considerando as duas ilhas. Para o cálculo desses índices, é necessário ter o conhecimento da curva de demanda de potência ativa e reativa de cada carga em todo o período analisado. Desta forma, para cada ponto na curva de demanda, deve-se calcular a resistência e a reatância de cada carga e com isso realizar uma simulação no ATP para obter o fluxo de potência (desbalanço) nas chaves CH1 e CH2. Caso o desbalanço de potência nas chaves esteja dentro da ZND previamente mapeada, então o ponto simulado será contabilizado para o cálculo do índice de risco. Por exemplo, a Figura 3.28 ilustra o fluxo de potência ativa e reativa em uma das chaves ao longo de um período analisado. Os pontos destacados em

coloração azul indicam os desbalanços de potência que fazem parte da ZND, isto é, o par ordenado $(\Delta P, \Delta Q)$ pertence à ZND. Desta forma, o risco de ilhamento não intencional para uma única ilha é calculado da seguinte maneira:

$$P_{ilha} = \frac{N_{ZND}}{N_{total}} \quad (15)$$

em que:

- P_{ilha} : risco de ilhamento não intencional de uma ilha;
- N_{ZND} : Quantidade de pontos que pertencem à ZND;
- N_{total} : Quantidade total de pontos.

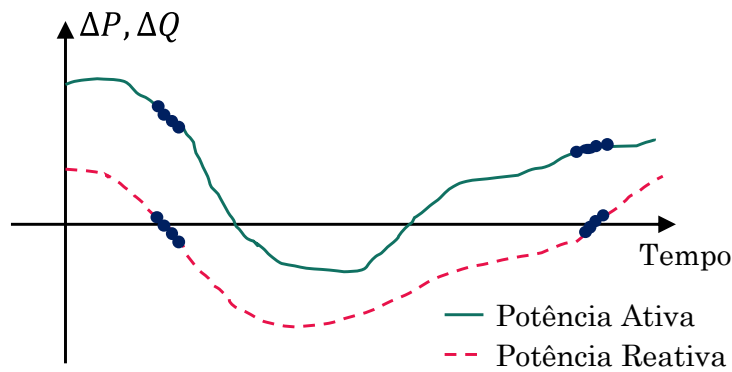


Figura 3.28 - Avaliação do risco de ilhamento não intencional. Fonte: O Autor.

O risco de ilhamento não intencional para a Ilha 1 e Ilha 2 pode ser calculado através da Equação 15. Para o cálculo do risco global de ilhamento, não se deve somar apenas as duas probabilidades, pois é possível que, para o mesmo instante de tempo, os desbalanço de potência em CH1 e CH2 estejam ambos dentro da ZND. Desta forma, este ponto deve ser contabilizado uma única vez. Por isso, o risco global é calculado da seguinte maneira:

$$P_{global} = P_{ilha1} + P_{ilha2} - P_{ilha1} \cap P_{ilha2} \quad (16)$$

em que:

- P_{global} : risco de ilhamento não intencional global do sistema;
- P_{ilha1} : risco de ilhamento não intencional da Ilha 1;
- P_{ilha2} : risco de ilhamento não intencional da Ilha 2;
- $P_{ilha1} \cap P_{ilha2}$: quantidade de vezes em que para um dado instante, ambos os desbalanços medidos em CH1 e CH2 estão dentro da ZND dividida pela quantidade total de pontos do período analisado.

Por fim, destaca-se que, devido à intermitência da geração solar, só faz sentido analisar desbalanços de potência para o GBI quando este estiver injetando algum nível de potência ativa na ilha. Isso ocorre porque, para períodos com irradiância nula, essa geração não é capaz de sustentar uma ilha, embora seja possível que haja desbalanços para essas situações que estejam dentro de uma ZND.

Capítulo 4

Ilhas com apenas GBIs

O objetivo deste capítulo é avaliar o desempenho da detecção de ilhamentos sem considerar as técnicas ativas dos inversores e examinar como a inclusão dessas técnicas afeta a detecção de perda de rede, mesmo em ilhas com GBIs munidos com diferentes técnicas, como GEFS e GEVS. Inicialmente são descritos os conjuntos de ajustes das proteções passivas anti-ilhamento do inversor. Em seguida, é apresentada a quantidade de simulações nas quais o ilhamento é detectado, variando diversos parâmetros, como a técnica ativa empregada, o ajuste das proteções passivas anti-ilhamento e o nível de penetração de GBIs na ilha. Os resultados são apresentados em tabelas e acompanhados de sinais no tempo de tensão, frequência e *trip* nos PACs dos geradores distribuídos.

4.1 Ajuste das proteções passivas anti-ilhamento

Os ajustes das proteções passivas anti-ilhamento estão descritos na Tabela 4.1 em que as proteções do GBI respeitam os requisitos de suportabilidade do INMETRO [13]. Com base nesses ajustes, é possível criar diversas variações, como por exemplo alterar valores do bloqueio das funções de proteção de frequência por subtensão e se um determinado ajuste possui ou não a função de proteção 81R. Sendo assim, com base no ajuste #1, é possível criar mais cinco ajustes (#2, #3, #4, #5 e #6) derivados do primeiro de modo que a análise feita neste capítulo seja a mais abrangente possível. Por exemplo, o ajuste #2 inclui o bloqueio das funções de proteção de frequência por subtensão em $V_{bloq} = 0,60$ p.u. sem o tempo de *dropout*. Já o ajuste #4 inclui ainda a função de proteção 81R

com *pickup* em 2,1 Hz/s temporizado em 100 ms. Demais informações estão presentes na Tabela 4.2.

Tabela 4.1 - Ajuste #1 para as proteções passivas anti-ilhamento empregados para GBI. Fonte: O Autor

Ajuste	Função de Proteção	<i>Pickup</i>	Temporização	Vbloq	Tempo de <i>dropout</i>
#1	81O	63,10 Hz	0,10 s	0,00 p.u.	0,0 s
	81U	56,90 Hz	0,10 s	0,00 p.u.	0,0 s
	27	0,80 p.u.	2,50 s	-	-
	27	0,50 p.u.	0,50 s	-	-
	27	0,20 p.u.	0,02 s	-	-
	59	1,12 p.u.	1,00 s	-	-
	59	1,18 p.u.	0,02 s	-	-

Tabela 4.2 - Demais ajustes aplicados a GBIs com base em variações em #1. Fonte: O Autor

Ajuste	81R no GBI?	Vbloq	Tempo de <i>dropout</i>
#2	Não	0,60 p.u.	0,0 s
#3	Não	0,50 p.u.	0,0 s
#4	2,1 Hz/s (0,10 s)	0,00 p.u.	0,0 s
#5	2,1 Hz/s (0,10 s)	0,60 p.u.	0,0 s
#6	2,1 Hz/s (0,10 s)	0,50 p.u.	0,0 s

Embora na Tabela 4.2 os tempos de *dropout* estejam parametrizados em 0,0 s, é feita uma análise de sensibilidade para avaliar o impacto desse parâmetro na detecção de ilhamentos.

4.2 Resultados das simulações

Aqui, três cenários foram analisados sendo que para cada cenário é possível criar diversos casos variando a técnica anti-ilhamento presente no inversor. A descrição de cada cenário com os seus respectivos casos é feita a seguir. Todas as simulações de ilhamento foram feitas por meio da abertura de CH2.

4.2.1 Cenário 1 – Inversor de 2 MVA conectado à barra 15

Foram simulados quatro casos nesse cenário, adotando uma potência base de $S_{BASE} = 2 \text{ MVA}$.

- Caso 1: Inversor sem técnica ativa;
- Caso 2: Inversor sem técnica ativa e sem o banco de capacitor na ilha;
- Caso 3: Inversor com técnica ativa GEFS;
- Caso 4: Inversor com técnica ativa GEVS.

No Caso 1, Caso 3 e Caso 4, 280 simulações foram realizadas, das quais 7 apresentaram tensão fora da faixa adequada do PRODIST. Devido a isso, foram analisadas as 273 simulações de ilhamento para cada caso, já que todas essas simulações convergiram no ATP. No Caso 2, foram realizadas 166 simulações de ilhamento, das quais 4 foram descartadas por violarem a faixa adequada do PRODIST. Portanto, 162 simulações foram analisadas, uma vez que em todas essas não houve problemas de convergência no ATP. A Tabela 4.3 mostra a quantidade de simulações em que o ilhamento foi detectado para cada um dos seis ajustes, considerando um tempo de detecção de 2,0 s.

Tabela 4.3 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 1 – Tempo de detecção de 2,0 s. Fonte: O Autor.

Caso	Número de vezes que #1 atuou	Número de vezes que #2 atuou	Número de vezes que #3 atuou	Número de vezes que #4 atuou	Número de vezes que #5 atuou	Número de vezes que #6 atuou
1	258 (94,5%)	250 (91,5%)	258 (94,5%)	271 (99,3%)	263 (96,3%)	271 (99,3%)
2	162 (100%)	160 (98,8%)	162 (100%)	162 (100%)	160 (98,8%)	162 (100%)
3	273 (100%)	270 (98,9%)	273 (100%)	273 (100%)	272 (99,6%)	273 (100%)
4	273 (100%)	272 (99,6%)	273 (100%)	273 (100%)	272 (99,6%)	273 (100%)

A análise da Tabela 4.3 revela que para casos sem técnicas ativas (Caso 1 e Caso 2), a detecção do evento ocorre em mais de 90% em todas as simulações, mesmo considerando ajustes *ride-through* do INMETRO e bloqueio das funções de proteção de frequência por subtensão. Isso indica que a ausência de inércia na ilha faz com que a detecção de ilhamentos seja facilitada. O Caso 2 ainda se destaca em relação ao Caso 1 pois em ilhas sem inércia e sem bancos de capacitores, a detecção do evento acontece em pelo menos 98,8% das simulações, a depender do ajuste usado, mesmo sem o emprego de técnicas ativas. Dessa forma, fica claro que sem a presença de bancos de capacitores na ilha, a estabilização dessa na maioria das vezes não é possível, haja vista que as cargas normalmente demandam potência reativa.

É interessante compreender como o bloqueio das proteções de frequência por subtensão influencia na detecção do evento. Por exemplo, para o Caso 2 com o ajuste #2 ($V_{bloq}=0,60$ p.u.) não é possível detectar 100% dos ilhamentos simulados, mas com o

ajuste #3 ($V_{bloq}=0,50$ p.u.) é possível. A Figura 4.1 mostra o sinal no tempo de tensão, frequência e TRIP da proteção anti-ilhamento do inversor quando o desbalanço na rede é $\Delta P=0,77$ p.u. e $\Delta Q=0,04$ p.u. para o Caso 2. A linha tracejada em marrom no gráfico de frequência indica os *pickups* das proteções 81U/O do ajuste #1 (63,1 Hz e 56,9 Hz), enquanto no gráfico de tensão indica 0,60 p.u. para representar o bloqueio por subtensão. O ilhamento ocorre no instante $t = 1,00$ s³.

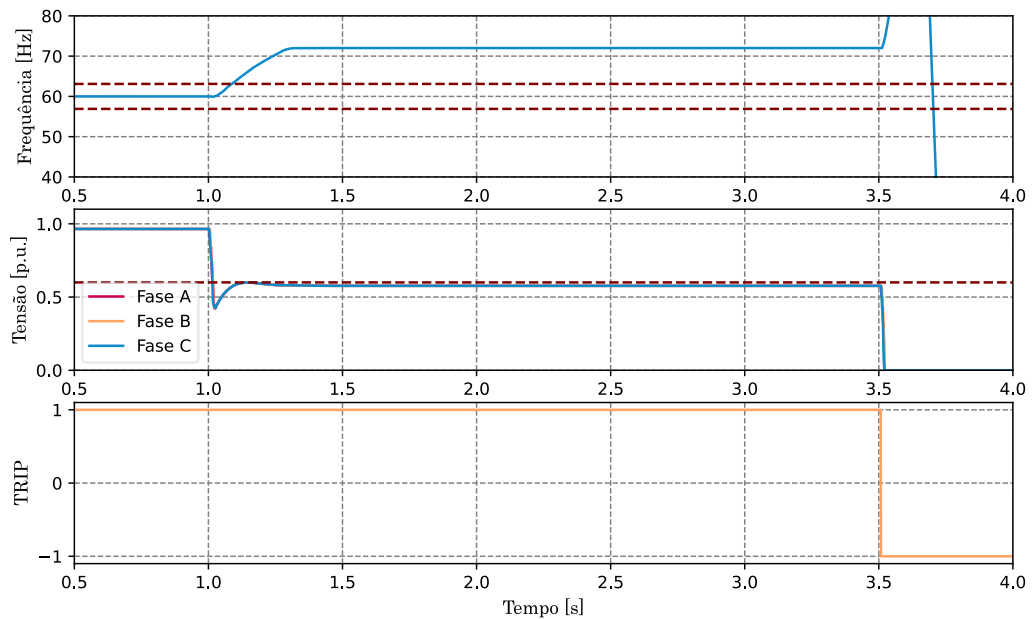


Figura 4.1 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,77$ p.u. e $\Delta Q=0,04$ p.u. do Caso 2 considerando ajuste #2 – Cenário 1. Fonte: O Autor

Na Figura 4.1, embora a frequência rapidamente viole os limites do ajuste #2, a atuação da proteção de sobrefrequência é bloqueada pois a tensão no PAC é inferior a 0,60 p.u durante o ilhamento. Dessa forma, ocorre a atuação da proteção anti-ilhamento somente um pouco mais de 2,50 s após o evento (TRIP=-1) pela função 27 (0,80 p.u./2,50 s). Nesse caso, o ilhamento foi detectado, porém em um tempo maior do que 2,0 s. Entretanto, caso fosse usado $V_{bloq}=0,50$ p.u., a função 81O não seria bloqueada pois, embora a tensão no PAC fique inferior a 0,50 p.u. por um breve período e como o tempo de *dropout* não está sendo considerado nesse momento da análise, o ilhamento seria detectado em um tempo inferior a 2,0 s. Basta ver na Tabela 4.3 que para o Caso 2 com o ajuste #3 ($V_{bloq}=0,50$ p.u.), todas as simulações de ilhamento foram detectadas. Isso porque mesmo para ilhamentos em que a tensão remanescente na ilha fique inferior a

³ Nas simulações, o ilhamento não ocorre no instante 1,0 s, mas por uma questão de padronização, essa dissertação ajustou o vetor de tempo oriundo da simulação para que a oscilografia englobasse 0,5 s de pré-ilhamento (regime permanente) e 3,0 s de ilhamento. Dessa forma, em todas as oscilografias que serão mostradas a partir de agora, a perda de rede ocorre em 1,0 s.

0,50 p.u., o que provoca o bloqueio das funções de proteção de frequência por subtensão, ainda assim é possível detectar o ilhamento em no máximo 2,0 s pois as temporizações do INMETRO empregada aqui para tal nível de tensão são menores ou iguais a 0,5 s. Portanto, se a concessionária exigir que a detecção do ilhamento seja feita em até 2,0 s, então o valor de 0,50 p.u. para o bloqueio das proteções de frequência por subtensão mostra-se como um valor adequado para cumprir tal exigência, desde que o tempo de *dropout* esteja parametrizado em 0,0 s.

Ao considerar as técnicas ativas GEFS ou GEVS em ilhas com a presença de bancos de capacitores, a detecção do evento ocorre em 100% dos casos quando o bloqueio das proteções de frequências é menor ou igual a 0,50 p.u. De modo a deixar clara a influência de tais técnicas na detecção do evento, a Figura 4.2 mostra as formas de onda de frequência e tensão no PAC do inversor para um desbalanço de $\Delta P=0,060$ p.u. e $\Delta Q=-0,009$ p.u. quando a GD está com e sem técnicas ativas (STA).

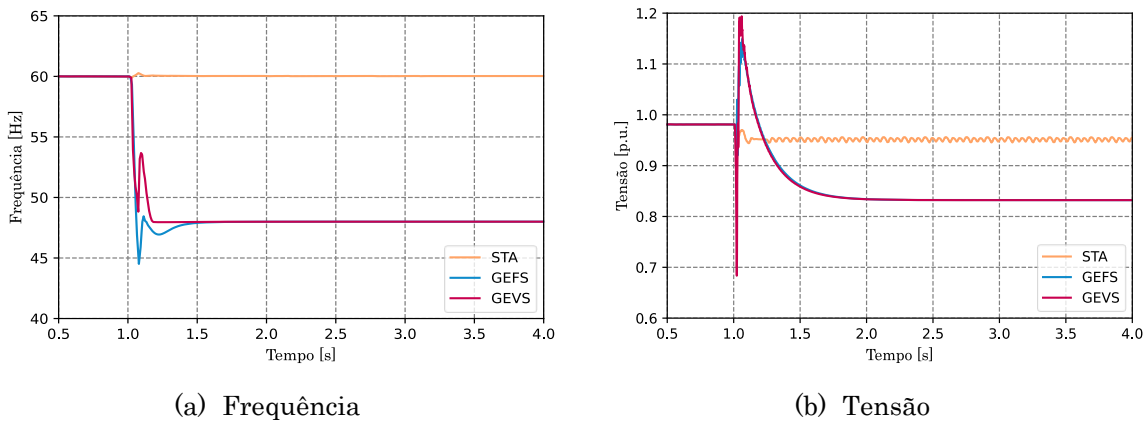


Figura 4.2 – Tensão e frequência no PAC do GBI com e sem técnicas ativas para $\Delta P=0,060$ p.u. e $\Delta Q=-0,009$ p.u. Cenário 1 – Caso 1 (STA), Caso 3 (GEFS) e Caso 4 (GEVS). Fonte: O Autor

Para esse nível de desbalanço, somente com técnicas passivas anti-ilhamento a perda de rede não pode ser detectada. Ao incluir uma das técnicas ativas, devido à ausência de inércia na ilha, tais técnicas conseguem desviar a tensão e frequência no PAC do GBI de modo que o evento seja detectado nas condições de simulações descritas na Figura 4.2. Entretanto para o Caso 3 e Caso 4 com os ajustes #2 ou #5, os quais possuem o bloqueio de tensão em 0,60 p.u., a detecção do ilhamento não é possível em todas as simulações. As razões para isso são as mesmas já explicadas para o que acontece na Figura 4.1: a tensão remanescente na ilha fica abaixo de 0,60 p.u., porém superior a 0,50 p.u., bloqueando as proteções de frequência e por isso o disparo da função 27 só é possível um pouco depois de 2,50 s, devido à temporização exigida pelo PRODIST [15].

4.2.1.1 Análise de Sensibilidade – Tempo de *dropout*

É analisada aqui a inclusão do tempo de *dropout* de 2,0 s nos ajustes #2, #3, #5 e #6 que são ajustes que contam com o bloqueio das funções de proteção de frequência por subtensão. Ainda, o ajuste #6 conta com a presença da função 81R. O tempo máximo para a detecção do evento permanece inalterado em 2,0 s. A Tabela 4.4 mostra a quantidade de simulações em que o ilhamento é detectado para esses ajustes e para cada caso analisado.

Tabela 4.4 - Número de simulações que os ajustes #2, #3, #5 e #6 com a inclusão do tempo de dropout em 2,0 s, detectaram o ilhamento em cada caso com tempo de detecção em 2,0 s – Cenário 1

Caso	Número de vezes que #2* atuou	Número de vezes que #3* atuou	Número de vezes que #5* atuou	Número de vezes que #6* atuou
1	217 (79,5%)	237 (86,6%)	228 (83,5%)	248 (90,8%)
2	121 (74,7%)	138 (85,2%)	121 (74,7%)	138 (85,2%)
3	252 (92,3%)	264 (96,7%)	253 (92,7%)	264 (96,7%)
4	198 (72,5%)	209 (76,5%)	203 (74,3%)	211 (77,3%)
*Tempo de dropout de 2,0 s				

Os resultados presentes na Tabela 4.4 indicam que a inclusão de tal parâmetro reduz os percentuais de detecção de ilhamentos. De fato, isso já era esperado, pois em muitas simulações do evento, a tensão da ilha atinge valores menores do que V_{bloq} por um breve período, mas que após alguns instantes, a tensão é estabilizada em um valor acima de V_{bloq} . Por causa disso, a inclusão desse parâmetro mantém o bloqueio das funções de proteção de frequência por 2,0 s, mesmo que o valor da tensão na ilha seja maior do que V_{bloq} . Tal comportamento é ainda mais presente quando o inversor está munido com técnica ativa GEVS (Caso 4), o que é evidenciado pelos percentuais inferiores de detecção de ilhamentos quando comparada com simulações em que o GBI não está munido com técnicas ativas (Caso 1 e Caso 2) ou quando está munido com técnica ativa GEFS (Caso 3). A razão pela qual o ajuste de tempo de *dropout* penaliza a detecção do evento com a técnica ativa GEVS é que na ocorrência do ilhamento, a técnica provoca excursões transitórias significativas na tensão da ilha. Isso pode levar a valores de tensão abaixo de V_{bloq} por apenas um curto período, o que, por sua vez, resulta no bloqueio das funções de proteção de frequência devido ao tempo de *dropout*. Por exemplo, a Figura 4.3 mostra o sinal no tempo de tensão no PAC do GBI na ocorrência de um ilhamento para $\Delta P = -0,170$ p.u. e $\Delta Q = 0,309$ p.u. em que é usado o ajuste #3

($V_{bloq}=0,50$ p.u.) com o tempo de *dropout* de 2,0 s quando o inversor está sem técnica ativa (STA) e com técnicas ativas.

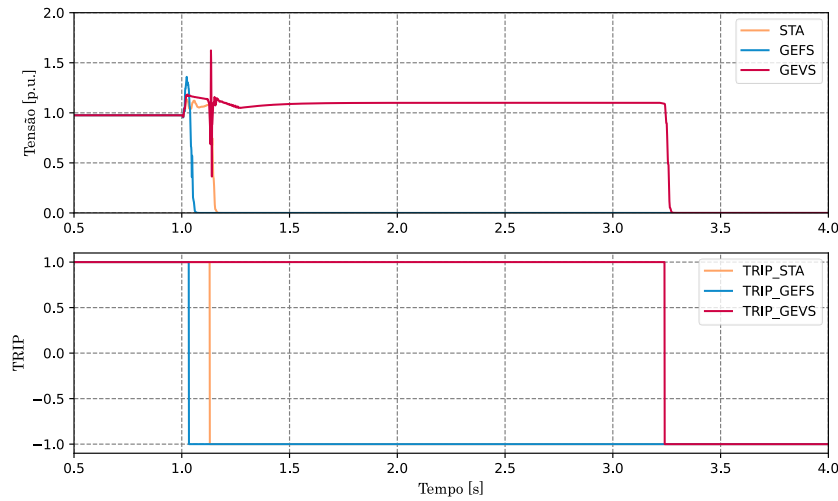
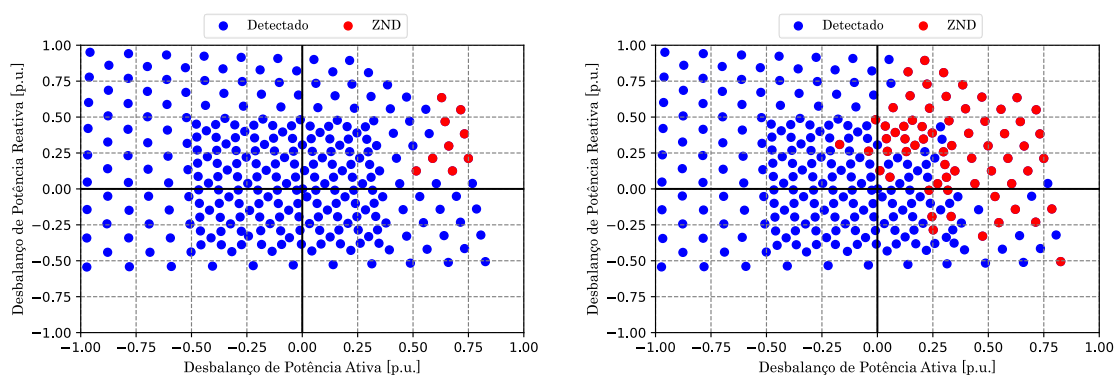


Figura 4.3 – Tensão e sinal de *TRIP* do GBI com $\Delta P=-0,170$ p.u. e $\Delta Q=0,309$ p.u. com diferentes técnicas anti-ilhamento considerando ajuste #3. Cenário 1 – Caso 1 (STA), Caso 3 (GEFS) e Caso 4 (GEVS). Fonte: O Autor.

Para a simulação STA, a detecção do ilhamento ocorre pela proteção 81O. Já quando o GBI está munido com a técnica GEFS, a detecção do evento corre pela função 59 (1,18 p.u. / 0,02 s). Vale dizer que nessa simulação a frequência violou o *pickup* da função de proteção 81O, porém a proteção de sobretensão atuou primeiro por causa da temporização que é menor para valores acima de 1,18 p.u. Na simulação com técnica ativa GEVS, em um dado instante a tensão foi desviada para valores inferiores a 0,50 p.u. e depois estabilizou em 1,10 p.u. pois há excesso de potência ativa na ilha ($\Delta P < 0$). Por causa disso, embora não esteja representada, a frequência foi desviada para valores além do permitido pelo INMETRO, porém foi bloqueada por causa do tempo de *dropout*. Somente após 2,10 s que a tensão voltou a ficar superior a 0,50 p.u., há o disparo da função de proteção 81U (2,0 s de tempo de *dropout* e mais 0,1 s da temporização da proteção). Então, mesmo em cenários em que é esperado um aumento no valor de tensão da ilha por ter um excesso de potência ativa, o transitório provocado na tensão da ilha pelas técnicas ativas pode dificultar a detecção do ilhamento por causa da inclusão do tempo de *dropout*, principalmente se o inversor estiver munido com técnica ativa GEVS devido a sua natureza de desviar a tensão da ilha.

Em relação ao ajuste #6, percebe-se que a inclusão da função de proteção 81R tem pouco efeito quando o inversor está munido com alguma técnica ativa. Quando o inversor está sem técnicas ativas, a inclusão da proteção ROCOF aumenta o percentual de

detecção de ilhamentos em 4,2%, quando comparado com o ajuste #3. Por fim, a Figura 4.4 mostra as ZNDs do Caso 3 e Caso 4 quando é empregado o ajuste #3 considerando o tempo de *dropout* de 2,0 s com $V_{bloq}=0,50$ p.u.



(a) Caso 3 – Ajuste #3

(b) Caso 4 – Ajuste #3

Figura 4.4 - ZNDs do Caso 3 e Caso 4 considerando o tempo de dropout nos ajustes #3 – Cenário 1. Fonte: O Autor

4.2.1.2 Análise de Sensibilidade – Tempo de detecção do ilhamento

Essa análise de sensibilidade é feita flexibilizando o tempo máximo para a detecção do evento em 3,0 segundos e mantendo o tempo de *dropout* em 0,0 s. Somente os ajustes que possuem bloqueio de tensão para essa análise foram considerados (#2, #3, #5 e #6). Os resultados estão presentes na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Número de simulações que os ajustes #2, #3, #5 e #6 atuaram para os casos do Cenário 1 – Tempo de detecção de 3,0 segundos

Caso	Número de vezes que #2 atuou	Número de vezes que #3 atuou	Número de vezes que #5 atuou	Número de vezes que #6 atuou
1	263 (96,3%)	263 (96,3%)	271 (99,3%)	271 (99,3%)
2	162 (100%)	162 (100%)	162 (100%)	162 (100%)
3	273 (100%)	273 (100%)	273 (100%)	273 (100%)
4	273 (100%)	273 (100%)	273 (100%)	273 (100%)

Ao aumentar esse tempo para 3,0 s, observa-se que para casos com métodos ativos, independentemente do valor do bloqueio de tensão usado, houve a detecção do ilhamento para 100% das simulações de todos os casos. Isso já era esperado pois a flexibilização no tempo permite que a função 27 (0,80 p.u. / 2,50 s) tenha mais tempo para atuar, contribuindo com a detecção do ilhamento. Para o Caso 2, sem técnicas ativas e sem capacitor na ilha, também foi observada a detecção do evento em 100% das simulações.

Para o Caso 1 (sem técnicas ativas), também é observado um incremento na quantidade de simulações em que o ilhamento é detectado nos ajustes #2 e #3 (ausência da função de proteção 81R). Isso é explicado também pela função 27 (0,80 p.u. / 2,50 s), que possui margem para a sua atuação devido à extensão desse tempo, como é para a simulação em que $\Delta P=0,786$ p.u. e $\Delta Q=-0,136$ p.u., com ajuste #3, cujo sinal no tempo está representada na Figura 4.5.

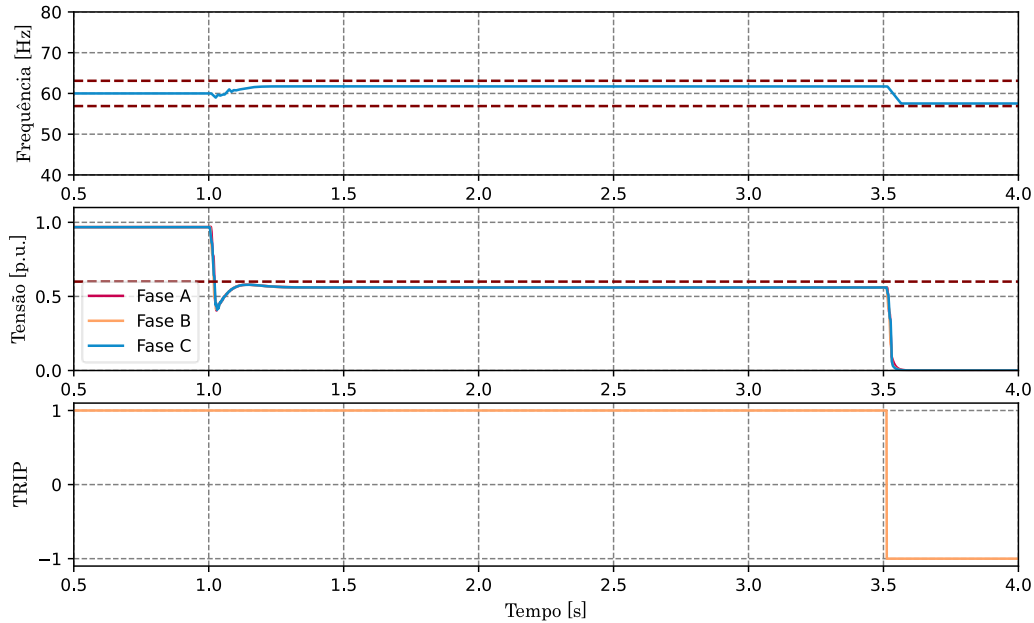


Figura 4.5 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,786$ p.u. e $\Delta Q = -0,136$ p.u. do Caso 1 considerando ajuste #3 – Cenário 1. Fonte: O Autor

Nessa simulação, a frequência da ilha não violou os ajustes das funções de proteção 81U/O, porém a tensão na ilha ficou abaixo de 0,60 p.u., o que acarreta à detecção do evento pela função 27 (0,80 p.u. / 2,50 s). Por fim, o resultado apresentado na Tabela 4.5 é interessante, pois mesmo sem técnicas ativas e com capacitor na ilha (Caso 1), independentemente se $V_{bloq}=0,50$ p.u. e $V_{bloq}=0,60$ p.u., em 99,3% das simulações de ilhamento a sua detecção é possível com ajustes #5 e #6.

4.2.1.3 Análise de Sensibilidade – Tempo de detecção do ilhamento e tempo de dropout

Esse tópico analisa a detecção do ilhamento considerando um tempo máximo para a detecção do evento em 3,0 s e com o tempo de *dropout* em 2,0 s. Somente os ajustes #2, #3, #5 e #6 foram considerados. A Tabela 4.6 mostra a quantidade de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando esses dois valores nos parâmetros.

Tabela 4.6 - Número de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando tempo máximo para detecção do evento em 3,0 s e tempo de *dropout* em 2,0 s para ajustes #2, #3, #5 e #6 – Cenário 1

Caso	Número de vezes que #2* atuou	Número de vezes que #3* atuou	Número de vezes que #5* atuou	Número de vezes que #6* atuou
1	263 (96,3%)	263 (96,3%)	271 (99,3%)	271 (99,3%)
2	162 (100%)	162 (100%)	162 (100%)	162 (100%)
3	273 (100%)	273 (100%)	273 (100%)	273 (100%)
4	258 (94,5%)	264 (96,7%)	258 (94,5%)	264 (96,7%)

*Tempo de dropout de 2,0 s

Ao aumentar o tempo de detecção para 3,0 s, o efeito da inclusão do tempo de *dropout* é atenuado pois para todos os casos foi observado uma taxa de detecção de ilhamento em pelo menos 94,5%. Destaca-se aqui que para o Caso 2 (sem técnica ativa e sem capacitor na ilha) e para o Caso 3 (com técnica ativa GEFS), todas as simulações de ilhamento foram detectadas. Para o Caso 1 (sem técnica ativa), já era esperado que não fosse possível detectar todas as simulações de ilhamento. Entretanto, para o Caso 4 (com técnica ativa GEVS) não é possível detectar o ilhamento em 100% das simulações. A Figura 4.6 mostra o sinal no tempo de uma simulação em que o ilhamento não foi detectado para $\Delta P=0,124$ p.u. e $\Delta Q=0,348$ p.u.

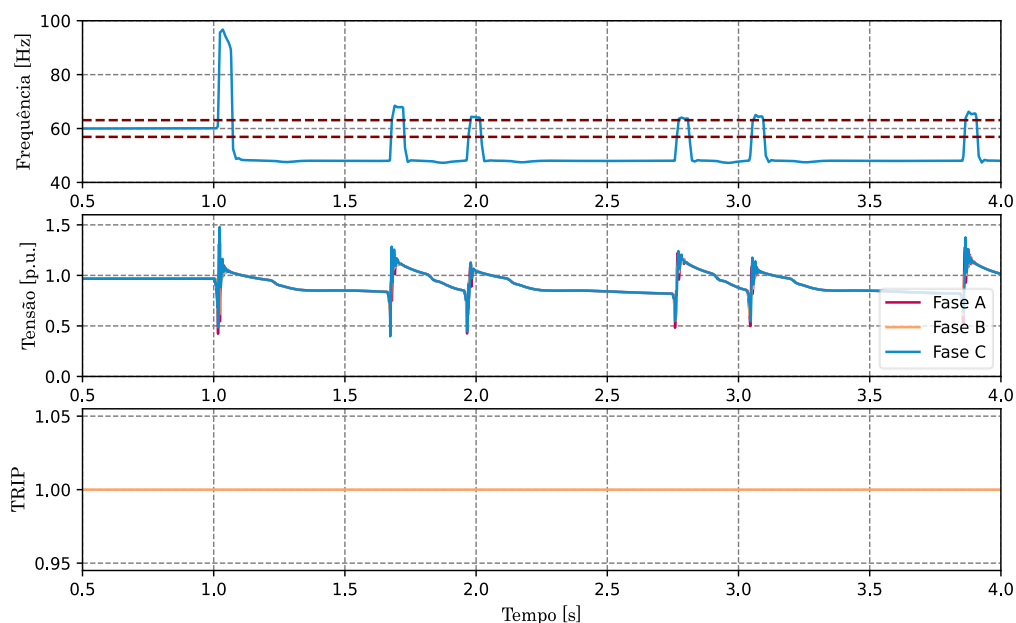


Figura 4.6 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,124$ p.u. e $\Delta Q=0,348$ p.u. do Caso 4 considerando ajuste #3 com tempo de dropout em 2,0 s – Cenário 1.

Fonte: O Autor

Oscilações similares já foi reportada por [33] para a técnica ativa GEVS e é justificado por causa do limitador de corrente (VAL), que resulta em saturação e

comportamento não linear que instabiliza o comportamento do inversor nesse caso. Portanto, na técnica ativa GEVS, uma maneira apropriada de aumentar o sucesso na detecção de ilhamento é reduzir o tempo de *dropout*. Por exemplo, ao diminuir esse tempo para 0,5 s com o ajuste #2, apenas uma simulação não detectou o evento dentre as 273 analisadas, enquanto com os ajustes #3 e #6, todas as 273 simulações de ilhamento a detecção do evento foi possível.

4.2.2 Cenário 2 – Inversor 1 de 1 MVA conectado à barra 15 e Inversor 2 de 1 MVA conectado à barra 11

O objetivo aqui é avaliar a detecção de eventos de ilhamento quando na ilha há dois inversores de mesma potência, porém localizados em pontos diferentes da ilha. Adotando SBASE = 2 MVA para esse cenário, quatro casos foram simulados, a saber:

- Caso 1: Inversor 1 com técnica ativa GEFS e Inversor 2 com técnica ativa GEFS;
- Caso 2: Inversor 1 com técnica ativa GEFS e Inversor 2 com técnica ativa GEVS;
- Caso 3: Inversor 1 com técnica ativa GEVS e Inversor 2 com técnica ativa GEFS;
- Caso 4: Inversor 1 com técnica ativa GEVS e Inversor 2 com técnica ativa GEVS.

A Tabela 4.7 mostra quantas vezes o ilhamento foi detectado para cada simulação para cada um dos seis ajustes, considerando o tempo de detecção de 2,0 s.

Tabela 4.7 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 2 – Tempo de detecção de 2,0 s

Caso	Número de vezes que #1 atuou	Número de vezes que #2 atuou	Número de vezes que #3 atuou	Número de vezes que #4 atuou	Número de vezes que #5 atuou	Número de vezes que #6 atuou
1	268 (100%)	259 (96,6%)	268 (100%)	268 (100%)	261 (97,4%)	268 (100%)
2	268 (100%)	268 (100%)	268 (100%)	268 (100%)	268 (100%)	268 (100%)
3	268 (100%)	268 (100%)	268 (100%)	268 (100%)	268 (100%)	268 (100%)
4	268 (100%)	260 (97,0%)	268 (100%)	268 (100%)	260 (97,0%)	268 (100%)

Um total de 280 simulações foram realizadas para cada caso, das quais 12 apresentaram tensão fora da faixa adequada do PRODIST. Devido a isso, foram

analisadas 268 simulações de ilhamento para cada caso, já que todas essas simulações convergiram no ATP.

Assim como no Cenário 1, quando ajustes com $V_{bloq}=0,50$ p.u. (#1, #3, #4 e #6) são empregados e o tempo de *dropout* é desconsiderado, a detecção do ilhamento é observada em 100% das simulações em todos os casos. Esse resultado também se aplica aos casos em que há inversores com técnicas ativas diferentes na ilha (Caso 2 e Caso 3) com ajustes com $V_{bloq}=0,60$ p.u. (#2 e #5). Em tais casos, as simulações mostram que as duas técnicas conseguem desviar a tensão da ilha para valores abaixo de 0,20 p.u., como acontece por exemplo para a simulação de ilhamento em que $\Delta P=0,77$ p.u. e $\Delta Q=-0,17$ p.u. cujo sinal no tempo está mostrada na Figura 4.7 e é referente ao PAC do Inversor 1⁴. Nessa simulação, como a tensão foi desviada para valores abaixo de 0,20 p.u., houve a atuação da função de proteção 27 pois para este nível de tensão a temporização é de 20 ms.

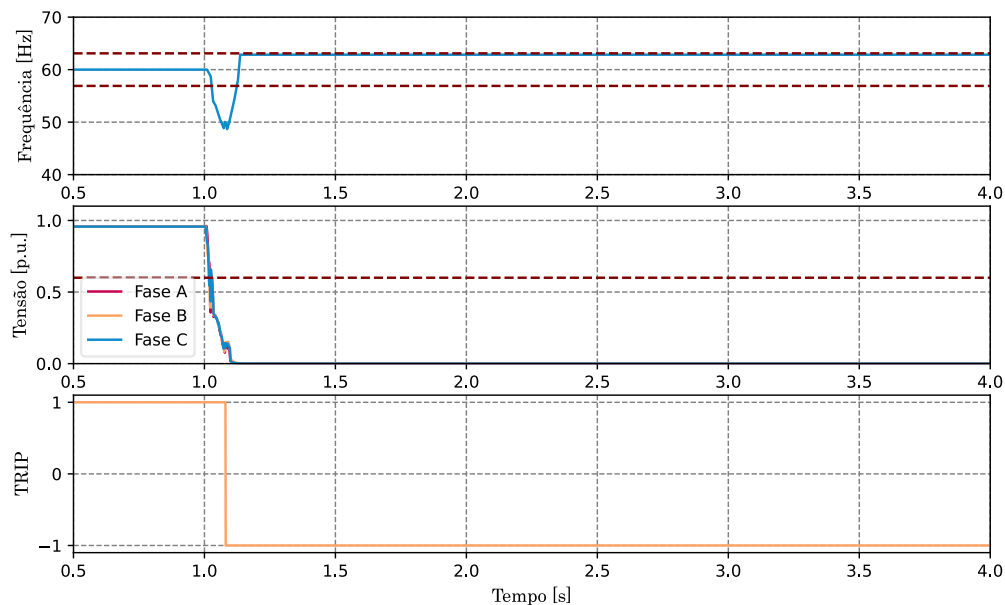


Figura 4.7 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,77$ p.u. e $\Delta Q=-0,17$ p.u. do Caso 2 com ajuste #2 – Cenário 2. Fonte: O Autor.

Entretanto, isso não acontece para situações em que o inversor está com a mesma técnica ativa, conforme é mostrado na Figura 4.8 em que ambos os inversores estão com técnica ativa GEVS e o desbalanço na rede é $\Delta P=0,77$ p.u. e $\Delta Q=-0,17$ p.u.

⁴ Decidiu-se apresentar apenas as medições elétricas do PAC do GBI conectado à barra 14 (Inversor 1), embora existam dois PACs, já que o sistema analisado não é grande o bastante para mostrar diferenças significativas nas medições elétricas dos dois PACs. Assim, todos os gráficos que serão apresentados neste capítulo dizem respeito à GD conectada à barra 15.

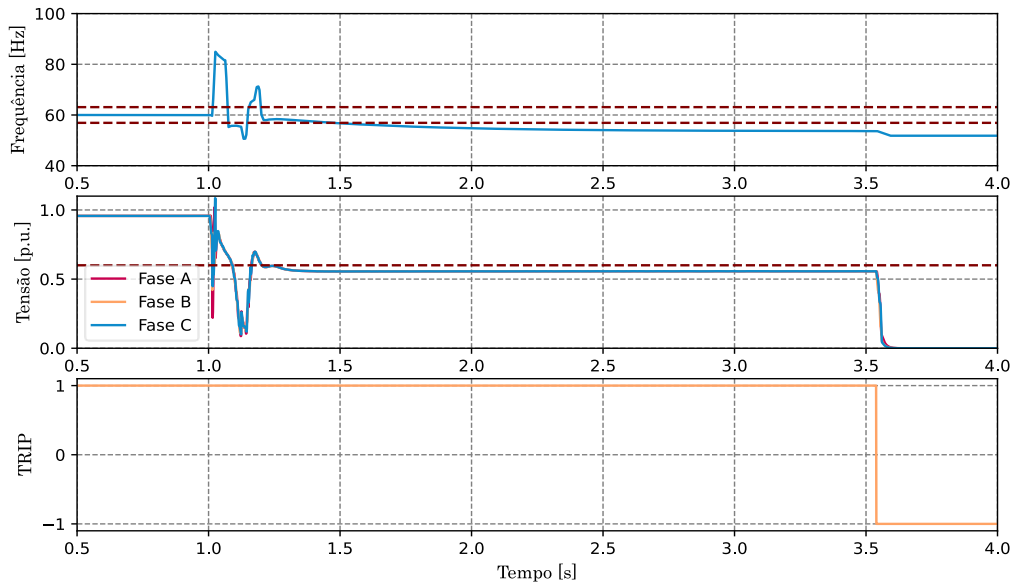


Figura 4.8 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,77$ p.u. e $\Delta Q=-0,17$ p.u. do Caso 4 com ajuste #2 – Cenário 2. Fonte: O Autor.

Na Figura 4.8, embora haja o desvio das grandezas elétrica, a tensão fica inferior a 0,20 p.u. por um período menor do que 20 ms e por isso não há a detecção do ilhamento pela função 27. Ainda na Figura 4.8, a tensão da ilha é estabilizada em um valor inferior ao bloqueio de tensão e por isso as funções de proteção de frequência são bloqueadas e a detecção do evento é feita pela função de proteção 27 (0,80 p.u. / 2,50 s).

4.2.2.1 Análise de Sensibilidade – Tempo de *dropout*

É analisada nesta seção a inclusão do tempo de *dropout* de 2,0 s nos ajustes #2, #3, #5 e #6, que são ajustes que contam com o bloqueio das funções de proteção de frequência. Ainda, o ajuste #6 conta com a presença da função 81R. O tempo máximo para a detecção do evento permanece inalterado em 2,0 s. A Tabela 4.8 mostra a quantidade de simulações em que o ilhamento é detectado para cada caso analisado.

Tabela 4.8 - Número de simulações que os ajustes #2, #3, #5 e #6, com a inclusão do tempo de *dropout* em 2,0 s, detectaram o ilhamento em cada caso com tempo de detecção em 2,0 s – Cenário 2

Caso	Número de vezes que #2* atuou	Número de vezes que #3* atuou	Número de vezes que #5* atuou	Número de vezes que #6* atuou
1	249 (92,9%)	266 (99,2%)	251 (93,6%)	266 (99,2%)
2	196 (73,1%)	199 (74,2%)	197 (73,5%)	200 (74,6%)
3	190 (70,9%)	191 (71,3%)	191 (71,3%)	194 (72,4%)
4	180 (67,2%)	186 (69,4%)	181 (67,5%)	187 (69,8%)

*Tempo de dropout de 2,0 s

Mais uma vez, é observado que a inclusão desse parâmetro dificulta a detecção do ilhamento principalmente quando um dos inversores está munido com técnica ativa GEVS pelos mesmos motivos já explicados anteriormente: a técnica GEVS, por desviar a tensão da ilha, provoca transitórios nessa grandeza elétrica fazendo com que a tensão da ilha atinja valores inferiores a V_{bloq} somente por um curto período, o que acarreta no bloqueio das proteções de frequência por causa do *dropout*. Por exemplo, a Figura 4.9 mostra o sinal no tempo de tensão e frequência de uma simulação do Caso 2 (Inversor 1 com GEFS e Inversor 2 com GEVS) cujo $\Delta P=0,27$ p.u. e $\Delta Q=0,40$ p.u. com ajuste #3 ($V_{bloq}=0,50$ p.u.).

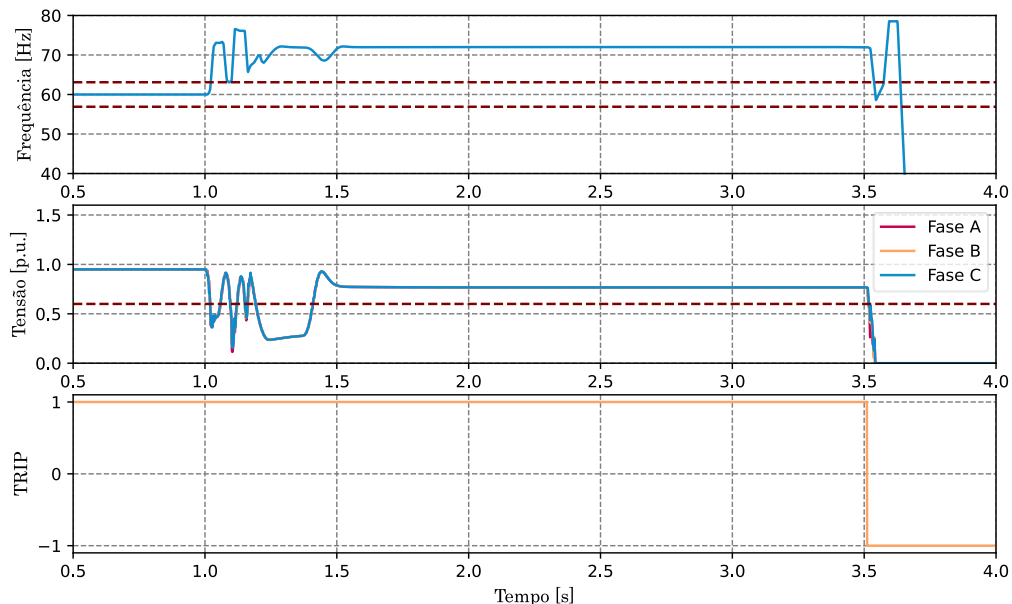


Figura 4.9 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,27$ p.u. e $\Delta Q=0,40$ p.u. do Caso 2 com ajuste #3 – Cenário 2. Fonte: O Autor.

Se para o mesmo o desbalanço de potência e para o mesmo ajuste, #3, da simulação da Figura 4.9 ambos os inversores estivessem munidos com técnica ativa GEFS (Caso 1) o ilhamento seria detectado 122 ms após o evento pela função 810, conforme ilustra a Figura 4.10.

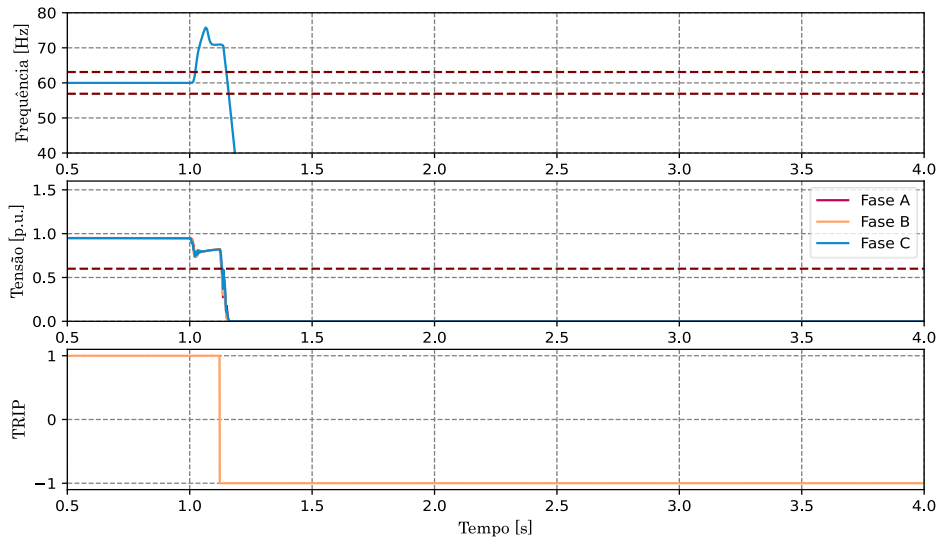


Figura 4.10 - Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,27$ p.u. e $\Delta Q=0,40$ p.u. do Caso 1 com ajuste #3 – Cenário 2. Fonte: O Autor.

Em relação ao ajuste #6, assim como foi observado no Cenário 1, a inclusão da função de proteção 81R em ajustes que levam em consideração o tempo de *dropout* não incrementa, de maneira significativa, os percentuais de detecção de ilhamentos quando o GBI está munido com alguma técnica ativa. Por fim, a Figura 4.11 mostra as ZNDs do Caso 2 e Caso 3 quando é empregado o ajuste #3 considerando o tempo de *dropout* de 2,0 s com $V_{bloq}=0,50$ p.u., que são ZNDs similares já que em ambos os casos há inversores de mesma potência com um GBI munido com técnica ativa GEFS e o outro com técnica ativa GEVS.

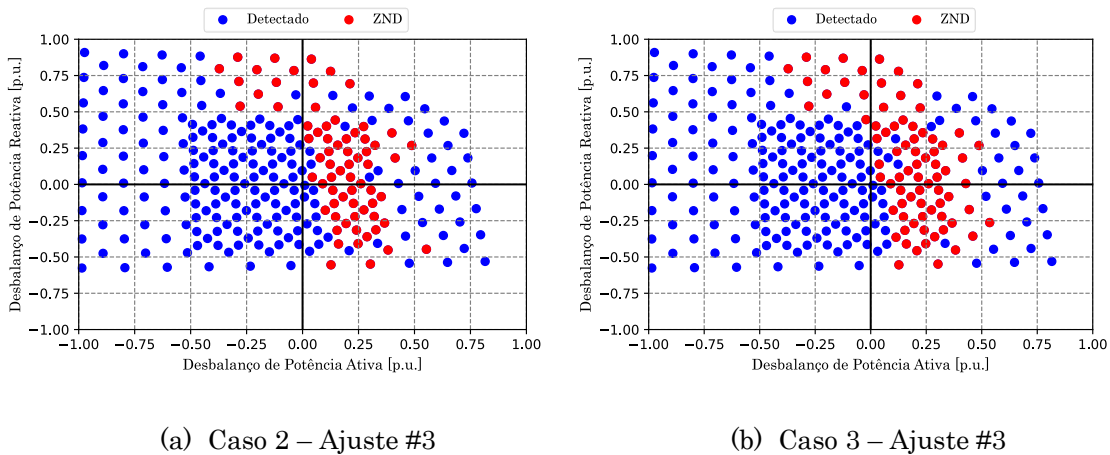


Figura 4.11 - ZNDs do Caso 2 e Caso 3 considerando o tempo de *dropout* nos ajustes #3 – Cenário 2. Fonte: O Autor.

4.2.2.2 Análise de Sensibilidade – Tempo de detecção do ilhamento

Essa análise de sensibilidade é feita flexibilizando o tempo máximo para a detecção do evento em 3,0 s e mantendo o tempo de *dropout* em 0,0 s. Somente os ajustes #2 e #5 foram analisados pois com os demais ajustes houve a detecção do ilhamento em 100% das simulações. Os resultados estão presentes na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Número de simulações que os ajustes #2 e #5 atuaram para os casos do Cenário 2 – Tempo de detecção de 3,0 segundos

Caso	Número de vezes que #2 atuou	Número de vezes que #5 atuou
1	268 (100%)	268 (100%)
2	268 (100%)	268 (100%)
3	268 (100%)	268 (100%)
4	268 (100%)	268 (100%)

Com a flexibilização do tempo máximo para a detecção do evento, é possível detectar o ilhamento em 100% das simulações feitas com ajustes que adotam $V_{bloq}=0,60$ p.u. Isso já era esperado pois a flexibilização no tempo permite que a função de proteção 27 (0,80 p.u. / 2,50 s) tenha mais tempo atuar, contribuindo com a detecção do ilhamento.

4.2.2.3 Análise de Sensibilidade – Tempo de detecção do ilhamento e tempo de *dropout*

Esse tópico analisa a detecção do ilhamento considerando um tempo máximo para a detecção do evento em 3,0 s e com o tempo de *dropout* em 2,0 s e 0,5 s. Somente os ajustes #2, #3 e #6 foram considerados. A Tabela 4.10 mostra a quantidade de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando um tempo de *dropout* de 2,0 s.

Tabela 4.10 - Número de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando tempo máximo para detecção do evento em 3,0 s e tempo de dropout em 2,0 s para ajustes #2, #3, #5 e #6 – Cenário 2

Caso	Número de vezes que #2* atuou	Número de vezes que #3* atuou	Número de vezes que #5* atuou	Número de vezes que #6* atuou
1	268 (100%)	268 (100%)	268 (100%)	268 (100%)
2	263 (98,1%)	264 (98,5%)	265 (98,9%)	265 (98,9%)
3	263 (98,1%)	264 (98,5%)	264 (98,5%)	264 (98,5%)
4	258 (96,3%)	258 (96,3%)	258 (96,3%)	258 (96,3%)
*Tempo de dropout de 2,0 s				

A flexibilização do tempo de detecção do evento em conjunto com o tempo de *dropout* de 2,0 s faz com que todas as simulações de ilhamentos do Caso 1 (ambos os inversores munidos com técnica ativa GEFS) sejam detectadas. Para os casos em que pelo menos um dos inversores está munido com técnica ativa GEVS (Caso 2, Caso 3 e Caso 4) a detecção do ilhamento não é possível em 100% das simulações por causa do saturador de corrente (VAL), que introduz não linearidades no inversor durante o ilhamento e isso reflete em oscilações periódicas na tensão eficaz da ilha, similar ao que foi representado na Figura 4.6. A Figura 4.12 mostra um exemplo disso para o Caso 2 (Inversor 1 com GEFS e Inversor 2 com GEVS) para $\Delta P=0,05$ p.u. e $\Delta Q=-0,04$ p.u. com ajuste #3. Nessa simulação, as funções de proteção de frequência são bloqueadas por subtensão durante o ilhamento pois a tensão da ilha atinge valores inferiores a V_{bloq} . Caso o tempo de detecção do ilhamento fosse estendido, ainda assim o ilhamento simulado na Figura 4.12 não seria detectado pois esse afundamento na tensão ocorre de maneira periódica. Assim, para aumentar a taxa no sucesso em detectar o ilhamento quando o inversor está munido com técnica ativa GEVS, diminuir o tempo de *dropout* mostra-se como uma solução adequada. Por exemplo, os resultados da Tabela 4.11 indicam que os percentuais de detecção do evento são maiores quando comparados com os resultados apresentados da Tabela 4.10.

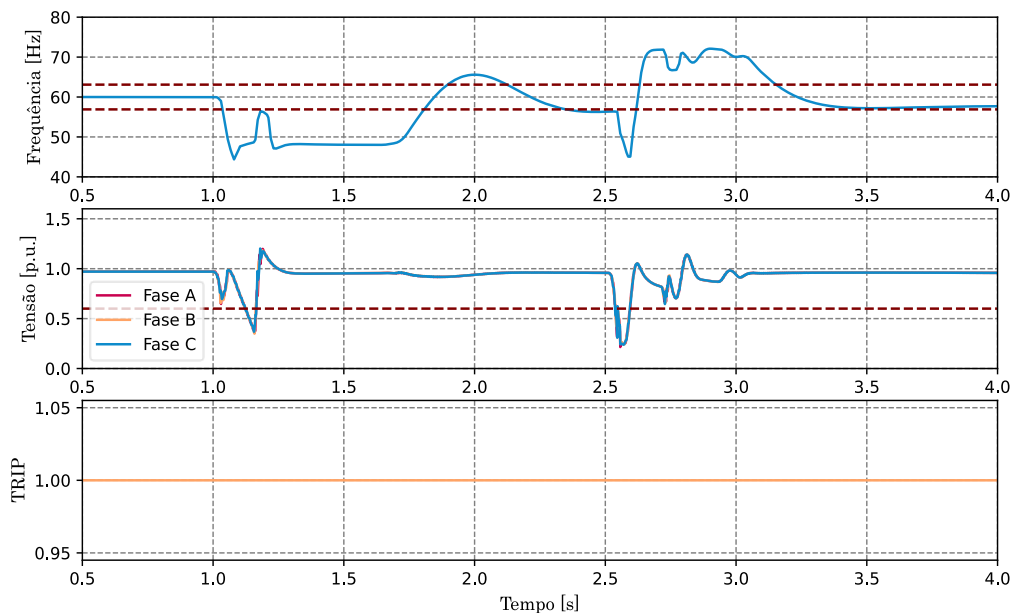


Figura 4.12 – Tensão, frequência e sinal de TRIP no PAC do GBI para $\Delta P=0,05$ p.u. e $\Delta Q=-0,04$ p.u. do Caso 2 com ajuste #3 – Cenário 2. Fonte: O Autor

Tabela 4.11 - Número de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando tempo máximo para detecção do evento em 3,0 s e tempo de *dropout* em 0,5 s para ajustes #2, #3, #5 e #6 – Cenário 2

Caso	Número de vezes que #2* atuou	Número de vezes que #3* atuou	Número de vezes que #5* atuou	Número de vezes que #6* atuou
2	266 (99,2%)	266 (99,2%)	268 (100%)	268 (100%)
3	266 (99,2%)	266 (99,2%)	268 (100%)	268 (100%)
4	264 (98,5%)	264 (98,5%)	268 (100%)	268 (100%)
*Tempo de <i>dropout</i> de 0,5 s				

Por fim, a Tabela 4.11 mostra que é possível detectar 100% das simulações de ilhamentos ao empregar a função de proteção 81R quando um dos inversores está munido com técnica ativa GEVS, desde que haja uma redução no tempo de *dropout* e uma flexibilização tempo de detecção do evento.

4.2.3 Cenário 3 – Inversor 1 de 1 MVA conectado à barra 15 e Inversor 2 de 2 MVA conectado à barra 11

O objetivo aqui é avaliar a detecção de eventos de ilhamento quando na ilha há dois inversores de potências diferentes. Adotando $S_{base} = 3$ MVA para esse cenário, quatro casos foram simulados, a saber:

- Caso 1: Inversor 1 com técnica ativa GEFS e Inversor 2 com técnica ativa GEFS;
- Caso 2: Inversor 1 com técnica ativa GEFS e Inversor 2 com técnica ativa GEVS;
- Caso 3: Inversor 1 com técnica ativa GEVS e Inversor 2 com técnica ativa GEFS;
- Caso 4: Inversor 1 com técnica ativa GEVS e Inversor 2 com técnica ativa GEVS.

Um total de 249 simulações foram realizadas para cada caso, das quais 39 apresentaram tensão fora da faixa adequada do PRODIST. Devido a isso, foram analisadas 210 simulações de ilhamento para cada caso, já que todas essas simulações convergiram no ATP. A Tabela 4.12 mostra a quantidade de simulações em que o ilhamento foi detectado para cada um dos seis ajustes, considerando um tempo de detecção de 2,0 s.

Tabela 4.12 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 3 – Tempo de detecção de 2,0 s

Caso	Número de vezes que #1 atuou	Número de vezes que #2 atuou	Número de vezes que #3 atuou	Número de vezes que #4 atuou	Número de vezes que #5 atuou	Número de vezes que #6 atuou
1	210 (100%)	207 (98,6%)	210 (100%)	210 (100%)	207 (98,6%)	210 (100%)
2	210 (100%)	208 (99,0%)	210 (100%)	210 (100%)	208 (99,0%)	210 (100%)
3	210 (100%)	206 (98,1%)	210 (100%)	210 (100%)	206 (98,1%)	210 (100%)
4	210 (100%)	207 (98,6%)	210 (100%)	210 (100%)	207 (98,6%)	210 (100%)

Assim como no Cenário 1 e 2, quando ajustes com $V_{bloq} \leq 0,50$ p.u. (#1, #3, #4 e #6) são empregados, a detecção do ilhamento é observada em 100% das simulações. Então, mesmo em uma ilha com inversores com potências diferentes, independentemente se a técnica ativa empregada é GEFS ou GEVS, a detecção do ilhamento é possível em 100% das simulações desde que $V_{bloq} \leq 0,50$ p.u. e o tempo de *dropout* seja nulo. Para ajustes que usam $V_{bloq} = 0,60$ p.u. (#2 e #5) e tempo de *dropout* nulo, a detecção do evento em 100% das simulações não é possível pois o ajuste da função de proteção 27 cujo *pickup* é 0,80 p.u. temporizada em 2,50 s requer um tempo maior do que 2,0 s para a detecção do evento por causa da sua temporização.

4.2.3.1 Análise de Sensibilidade - Tempo de *dropout*

É analisado aqui a inclusão do tempo de *dropout* de 2,0 nos ajustes #2, #3, #5 e #6 que são ajustes que contam com o bloqueio das funções de proteção de frequência. Ainda, o ajuste #6 conta com a presença da função de proteção 81R. O tempo máximo para a detecção do evento permanece inalterado em 2,0 s. A Tabela 4.13 mostra a quantidade de simulações em que o ilhamento é detectado para essas condições para cada caso analisado.

Tabela 4.13 - Número de simulações que os ajustes #2, #3, #5 e #6, com a inclusão do tempo de *dropout* em 2,0 s, detectaram o ilhamento em cada caso com tempo de detecção em 2,0 s – Cenário

3

Caso	Número de vezes que #2* atuou	Número de vezes que #3* atuou	Número de vezes que #5* atuou	Número de vezes que #6* atuou
1	205 (97,6%)	210 (100%)	205 (97,6%)	210 (100%)
2	158 (75,2%)	176 (83,1%)	159 (75,7%)	176 (83,1%)
3	154 (73,3%)	168 (80,0%)	157 (74,8%)	169 (80,5%)
4	156 (74,3%)	159 (75,7%)	156 (74,3%)	159 (75,7%)
*Tempo de dropout de 2,0 s				

Assim como foi observado no Cenário 1 e no Cenário 2, a inclusão desse parâmetro reduz os percentuais de detecção de ilhamento de maneira significativa quando um dos inversores está munido com técnica ativa GEVS. As razões para isso são as mesmas já explicitadas nos tópicos 4.2.1.1 e 4.2.2.1. Ainda, quando o tempo de *dropout* é fixado em 2,0 s, a inclusão da proteção ROCOF (ajuste #6) não incrementa de maneira significativa as taxas de sucesso na detecção de ilhamentos pois ocorre o bloqueio dessa função de proteção por subtensão. Por fim, a Figura 4.13 mostra as ZNDs do Caso 3 e Caso 4 quando é empregado o ajuste #3 considerando o tempo de *dropout* de 2,0 s com $V_{bloq}=0,50$ p.u.

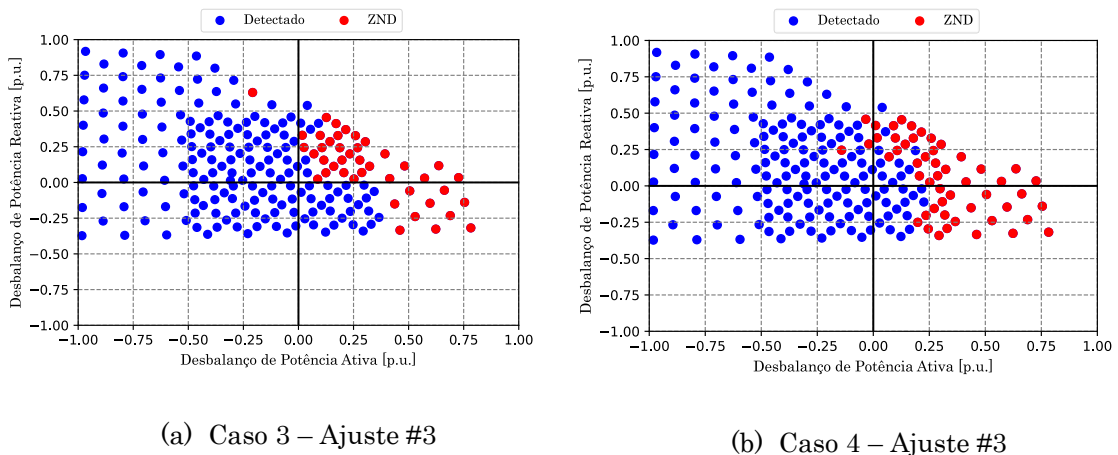


Figura 4.13 - ZNDs do Caso 3 e Caso 4 considerando o tempo de dropout nos ajustes #3 – Cenário 3. Fonte: O Autor.

Na Figura 4.13, destaca-se ainda que pontos na região nordeste não foram considerados pois a tensão do sistema está fora da faixa adequada do PRODIST e por isso foram desprezados.

4.2.3.2 Análise de Sensibilidade – Tempo de detecção do ilhamento

Essa análise de sensibilidade é feita flexibilizando o tempo máximo para a detecção do evento em 3,0 s e mantendo o tempo de *dropout* em 0,0 s. Somente os ajustes #2 e #5 foram analisados pois com os demais ajustes houve a detecção do ilhamento em 100% das simulações. Os resultados estão presentes na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 - Número de simulações que os ajustes #2 e #5 atuaram para os casos do Cenário 3 – Tempo de detecção de 3,0 s

Caso	Número de vezes que #2 atuou	Número de vezes que #5 atuou
1	210 (100%)	210 (100%)
2	210 (100%)	210 (100%)
3	210 (100%)	210 (100%)
4	210 (100%)	210 (100%)

Com a flexibilização do tempo máximo para a detecção do evento, é possível detectar o ilhamento em 100% das simulações feitas com ajustes que adotam $V_{bloq}=0,60$ p.u. Tal resultado também se repete para os Cenário 1 e Cenário 2 quando o tempo de *dropout* é desconsiderado.

4.2.3.3 Análise de Sensibilidade – Tempo de detecção do ilhamento e tempo de *dropout*

Esse tópico analisa a detecção do ilhamento considerando um tempo máximo para a detecção do evento em 3 s e com o tempo de *dropout* em 2,0 s e 0,5 s. Somente os ajustes #2, #3, #5 e #6 foram considerados. A Tabela 4.15 mostra a quantidade de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando esses dois valores nos parâmetros.

Tabela 4.15 - Número de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando tempo máximo para detecção do evento em 3,0 s e tempo de *dropout* em 2,0 s para ajustes #2, #3, #5 e #6 – Cenário 3

Caso	Número de vezes que #2* atuou	Número de vezes que #3* atuou	Número de vezes que #5* atuou	Número de vezes que #6* atuou
1	210 (100%)	210 (100%)	210 (100%)	210 (100%)
2	199 (94,8%)	206 (98,1%)	199 (94,8%)	206 (98,1%)
3	210 (100%)	210 (100%)	210 (100%)	210 (100%)
4	198 (94,3%)	201 (95,7%)	200 (95,2%)	203 (96,7%)
*Tempo de dropout de 2,0 s				

Assim como foi observado nos demais cenários, quando há inversores munidos com apenas técnica ativa GEFS, a detecção do ilhamento é possível em 100% dos casos ao considerar o tempo de *dropout* em 2,0 s e quando há a flexibilização do tempo máximo de detecção do evento em 3,0 s. Aqui, a detecção em 100% das simulações também ocorre para o Caso 3 (inversor de maior potência com técnica GEFS e inversor de menor potência com técnica GEVS). Entretanto, quando o inversor de maior potência está

munido com técnica ativa GEVS (Caso 2 e Caso 4), não é possível detectar o ilhamento em todas as simulações. A razão para isso é idêntica àquela já discutida no Cenário 1 e Cenário 2: a perturbação causada pela técnica GEVS desvia momentaneamente a tensão para valores abaixo de V_{bloq} , mas posteriormente a tensão é capaz de se recuperar para um valor superior a V_{bloq} , o que resulta no acionamento do *dropout* e no bloqueio das funções de proteção de frequência. Se o tempo de *dropout* fosse reduzido no Caso 2 e Caso 4, os percentuais na detecção do ilhamento seriam aumentados significativamente, detectando 100% das simulações de ilhamento a depender do ajuste usado, conforme é mostrado na Tabela 4.16.

Tabela 4.16 - Número de simulações em que o ilhamento foi detectado considerando tempo máximo para detecção do evento em 3,0 s e tempo de dropout em 0,5 s para ajustes #2, #3, #5 e #6 – Cenário 3

Caso	Número de vezes que #2* atuou	Número de vezes que #3* atuou	Número de vezes que #5* atuou	Número de vezes que #6* atuou
2	209 (99,5%)	210 (100%)	209 (99,5%)	210 (100%)
4	210 (100%)	210 (100%)	210 (100%)	210 (100%)
*Tempo de <i>dropout</i> de 0,5 s				

4.3 Considerações Finais

Nesse tópico foram analisadas diversas simulações de ilhamentos, variando a quantidade de inversores na ilha, ajuste das proteções anti-ilhamento, presença ou ausência de bancos de capacitores na ilha e técnica ativa embutida no GBI. Assim, com base na vasta quantidade de simulações feitas, as principais conclusões obtidas são:

- Somente com técnicas passivas não é possível detectar o ilhamento em 100% das simulações, mesmo quando não são considerados o bloqueio das proteções de frequência por subtensão;
- Sem bancos de capacitores na ilha, a detecção do ilhamento é possível em 100% das simulações mesmo quando o inversor não está munido com técnicas ativas e desde que o tempo de detecção seja estendido para 3,0 s. Isso acontece independentemente do valor de V_{bloq} ou do tempo de *dropout*;
- Ambos os métodos ativos conseguem detectar mais de 90% das simulações de ilhamentos considerando o bloqueio das proteções de frequência por subtensão e desconsiderando o tempo de *dropout*. Com a flexibilização do

tempo máximo de detecção de ilhamento para 3,0 s e mantendo nulo o tempo de *dropout*, a detecção do evento ocorre em 100% das simulações;

- A adoção do bloqueio das funções de proteção de frequência por subtensão e do tempo de dropout não prejudica, de maneira significativa, a detecção de ilhamentos para ilha com inversores munidos com somente técnica ativa GEFS, haja vista que nessa situação a detecção de ilhamento foi possível em mais de 90% das simulações. Caso o tempo máximo para a detecção de ilhamento fosse estendido para 3,0 s, a detecção do evento ocorre em 100% das simulações;
- Ressalta-se aqui que o sucesso na detecção em ilhas com somente inversores deve-se ao fato da ausência de inércia no sistema, o que facilita o desvio da frequência, principalmente quando o inversor está munido com técnicas ativas.

Capítulo 5

Ilhas com GBIs e GSH

O objetivo deste capítulo é avaliar o desempenho da detecção de ilhamentos em ilhas que há a presença de GBIs e GSH. É analisado aqui casos em que o GBI está munido com técnica ativa GEFS ou GEVS. Inicialmente, são descritos os ajustes das proteções passivas anti-ilhamento para ambas as fontes de GD. Em seguida, são descritos os cenários simulados, variando diversos parâmetros, como a técnica ativa empregada no GBI, a inclusão da função de proteção 81R e o nível de penetração de GBIs na ilha. Os resultados são apresentados em tabelas e acompanhados de sinais de tensão e/ou frequência nos PACs dos geradores distribuídos.

5.1 Ajuste das proteções passivas anti-ilhamento

Os ajustes das proteções passivas anti-ilhamento estão descritos na Tabela 5.1 para ambas as GDs. Destaca-se aqui que os ajustes do GBI respeitam os requisitos de suportabilidade do INMETRO e o do GSH do ONS. No caso do GBI, foi adotado um valor de $V_{bloq} = 0,50$ p.u. juntamente com um tempo de *dropout* de 0,5 s, uma vez que esses valores são adequados para permitir a detecção do ilhamento em até 2,0 s em ilhas sem inércia, conforme discutido no capítulo anterior. Ressalta-se aqui que há na literatura uma carência de informações sobre os valores típicos de bloqueio das proteções de frequência por subtensão em GBIs. Quanto ao GSH, a escolha de um valor de $V_{bloq} = 0,60$ p.u. se justifica pelo fato de que esse valor é comumente adotado por uma concessionária do sul do Brasil [63]. Além disso, os *pickups* de 63,1 Hz e 56,9 Hz foram escolhidos para o GSH, pois de acordo com [65], a faixa de operação desse gerador

normalmente fica fora do intervalo de 57,0 a 63,0 Hz. Por fim, nessa dissertação foi adotado o mesmo valor de tempo de *dropout* para ambas as GDs.

Tabela 5.1 - Ajuste #1 para as proteções passivas anti-ilhamento empregados para GBI e GSH.
Fonte: O Autor

Ajuste	GD	Função de Proteção	<i>Pickup</i>	Temporização	Vbloq	Tempo de <i>dropout</i>
#1	GBI	81O	63,10 Hz	0,10 s	0,50 p.u.	0,5 s
		81U	56,90 Hz	0,10 s	0,50 p.u.	0,5 s
		27	0,80 p.u.	2,50 s	-	-
		27	0,50 p.u.	0,50 s	-	-
		27	0,20 p.u.	0,02 s	-	-
		59	1,12 p.u.	1,00 s	-	-
	GSH	59	1,18 p.u.	0,02 s	-	-
		81O	63,10 Hz	0,00 s	0,60 p.u.	0,5 s
		81U	56,90 Hz	0,00 s	0,60 p.u.	0,5 s
		27	0,79 p.u.	2,50 s	-	-
		27	0,50 p.u.	0,50 s	-	-
		27	0,20 p.u.	0,00 s	-	-
		59	1,06 p.u.	2,50 s	-	-
		59	1,15 p.u.	1,00 s	-	-
		59	1,20 p.u.	0,16 s	-	-
		59	1,21 p.u.	0,00 s	-	-

Com base no ajuste #1, é possível ainda criar mais uma variação, ajuste #2, que é a adição da função de proteção 81R no ajuste #1, cuja configuração está descrita na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Ajuste adicional para a inclusão da função 81R. Fonte: O Autor

Ajuste	GD	Função de Proteção	<i>Pickup</i>	Temporização	Vbloq	Tempo de <i>dropout</i>
#2	GBI	81R	2,1 Hz/s	0,10 s	0,50 p.u.	0,5 s
	GSH	81R	1,5 Hz/s	0,05 s	0,60 p.u.	0,5 s

Destaca-se que não são avaliadas situações em que um gerador distribuído está com a função de proteção 81R e outro não: ou ambas as GDs estão munidas com essa função ou ambas não estão munidas com a 81R.

5.2 Resultados das simulações

Quatro cenários foram analisados sendo que para cada cenário é possível criar diversos casos variando a técnica anti-ilhamento presente no inversor. A descrição de cada cenário com os seus respectivos casos é feita a seguir. Todas as simulações de ilhamento foram feitas por meio da abertura de CH2.

5.2.1 Cenário 1 – GBI de 1 MVA conectado à barra 15 e GSH de 1,562 MVA conectado à barra 11

Adotando $S_{BASE} = 2,562$ MVA para esse cenário, três casos foram simulados, a saber:

- Caso 1: Inversor sem técnica ativa;
- Caso 2: Inversor com técnica ativa GEFS;
- Caso 3: Inversor com técnica ativa GEVS.

Foram realizadas 237 simulações para cada caso. Assim, para os três casos, foram consideradas 216 simulações, uma vez que as demais violaram a faixa adequada do PRODIST ou não convergiram numericamente no ATP. A Tabela 5.3 mostra a quantidade de vezes em que o ilhamento foi detectado em cada simulação para ambos os ajustes, levando em conta o tempo máximo de detecção de 2,0 s.

Tabela 5.3 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 1 para o GBI e GSH – Tempo de detecção de 2,0 s. Fonte: O Autor.

GD	Caso	Número de vezes que #1 atuou	Número de vezes que #2 atuou
GBI	1	203 (94,0%)	211 (97,7%)
	2	212 (98,1%)	216 (100%)
	3	205 (94,9%)	214 (99,1%)
GSH	1	211 (97,7%)	215 (99,5%)
	2	216 (100%)	216 (100%)
	3	211 (97,7%)	215 (99,5%)

Diferentemente dos resultados obtidos em ilhas sem inércia, a detecção do ilhamento em 100% das simulações não foi possível quando se desconsiderou a função 81R e a técnica ativa GEFS do GBI. Assim, torna-se necessário analisar os motivos pelos quais a detecção evento em até 2,0 s não foi possível.

Analisando inicialmente o Caso 1 (GBI sem técnica ativa) com ajuste #1, para simulações que há excesso de potência ativa, o GSH normalmente é desconectado da rede pela função de proteção 81O, conforme mostrado na Figura 5.1.

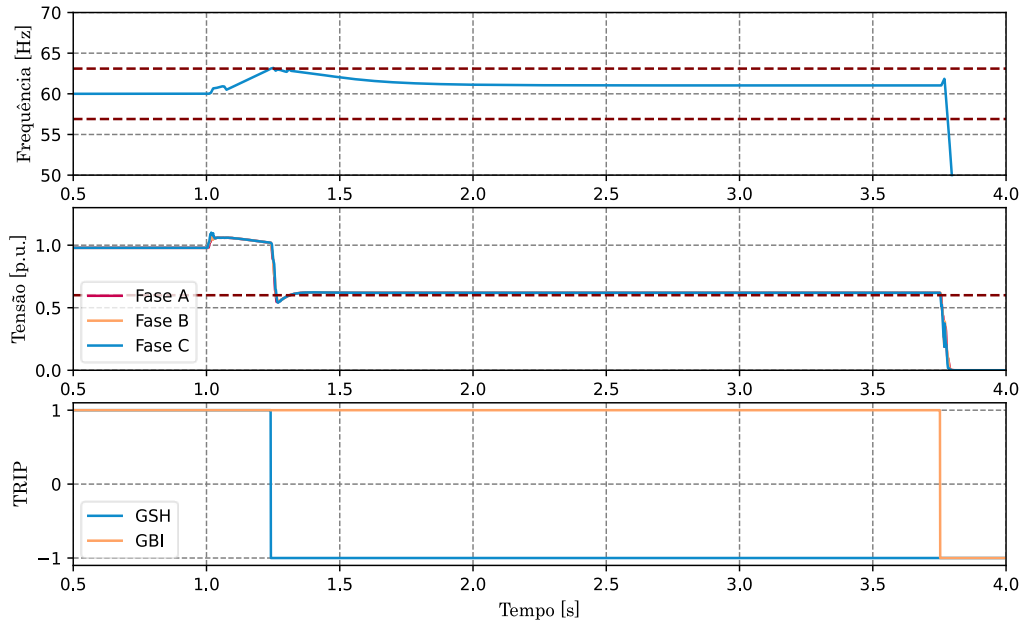


Figura 5.1 – Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de *trip* para $\Delta P = -0,33$ p.u. e $\Delta Q = 0,01$ p.u. do Caso 1 com ajuste #1 – Cenário 1 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor

Entretanto, por existir um excesso de potência, a tensão na ilha após a saída do GSH estabiliza em um valor superior a 0,60 p.u por causa do GBI. Assim, a detecção do evento pelo inversor só é possível pela função 27 (0,80 p.u. / 2,50 s) pois a desconexão do GSH estabilizou a frequência elétrica dentro dos *pickups* das proteções 81U/O.

Já para as simulações em que há *déficit* de potência ativa na ilha, é observada que a desconexão do GSH também ocorre pela função de proteção 81O, conforme ilustrado na Figura 5.2. Em tais simulações, é observada, inicialmente uma diminuição nos valores de frequência do sistema por causa da equação *swing* característica de geradores síncronos. No entanto, a queda de tensão faz com que a carga demande menos potência ativa quando comparada com a situação pré-evento, já que a carga é do tipo impedância constante, o que significa que o *déficit* de potência se transforma em excesso. Por causa disso, a frequência do sistema ilhado sobe para valores além do *pickup* das proteções anti-ilhamento de ambas as GDs, desconectando o GSH. Percebe-se então que a saída deste gerador pela função 81O provoca uma redução significativa nos níveis de tensão da ilha, permitindo a detecção do ilhamento pelo GBI por meio da função 27, uma vez que a geração síncrona representa cerca de 61% (1,562 MW / 2,562 MW) da potência ativa

nominal do sistema ilhado, que por sua vez se relaciona com a tensão, já que a carga é do tipo impedância constante.

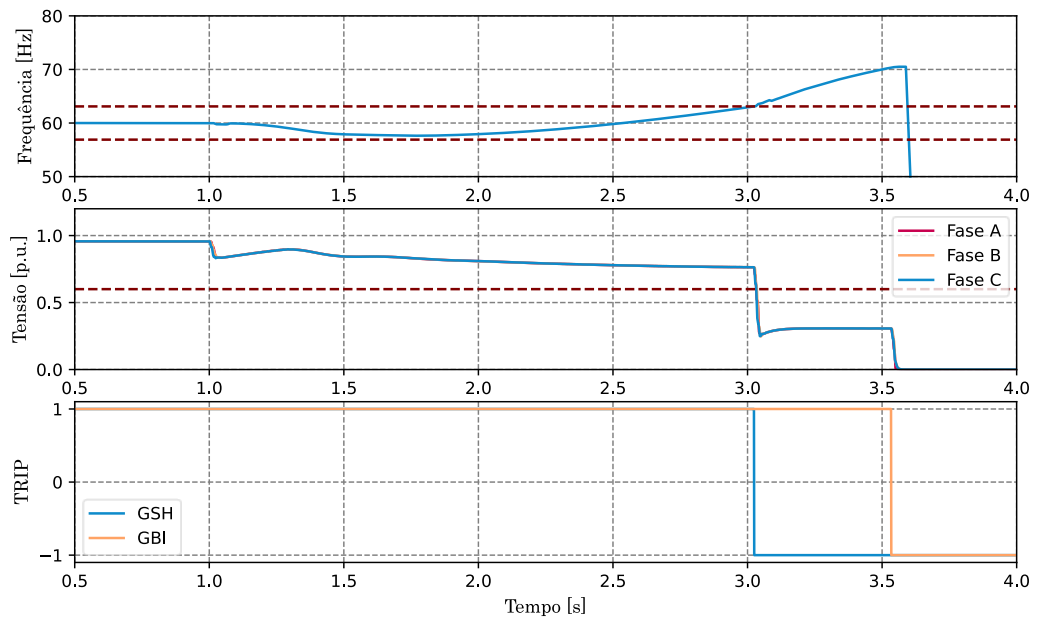


Figura 5.2 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de *trip* para $\Delta P=0,25$ p.u. e $\Delta Q=0,10$ p.u. do Caso 1 com ajuste #1 – Cenário 1 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor

Assim, o sucesso na detecção do ilhamento pelo GBI em um intervalo de 2,0 s depende da rapidez em que o GSH é desconectado e do nível de tensão remanescente na ilha após essa desconexão, haja vista que para diferentes *pickups* da função 27 há diferentes temporizações. Ao considerar a proteção 81R (ajuste #2), por ser uma proteção mais sensível em relação as demais, o ilhamento é detectado pelo GSH de maneira mais rápida, dando mais tempo para a função 27 do inversor detectar o ilhamento. É por isso que na Tabela 5.3 os percentuais de detecção de ilhamento para o ajuste #2 são elevados para ambas as GDs, mesmo desconsiderando as técnicas ativas nos GBIs.

Ao considerar a técnica ativa GEFS no GBI (Caso 2), percebe-se na Tabela 5.3 percentuais elevados na detecção do evento por ambas as GDs quando comparado com o caso sem técnica ativa (Caso 1). Isso acontece pois o distúrbio provocado por essa técnica consegue, mesmo com a presença da geração síncrona, desviar a frequência do sistema, o que acarreta na desconexão do GSH de maneira mais rápida, reduzindo os níveis de tensão da ilha e com isso possibilitando a detecção do ilhamento pelo GBI por meio da função 27 dentro do intervalo de 2,0 s. Assim, a técnica ativa acelera o desvio da frequência. Por exemplo, a Figura 5.3 mostra um exemplo disso para o mesmo desbalanço da Figura 5.2 em que é possível observar que, após a desconexão do GSH, a tensão da ilha atinge valores inferiores a 0,50 p.u., bloqueando as proteções de

frequência por subtensão do GBI. Se ambas as GDs tivessem o mesmo ajuste de proteção de frequência (56,9 Hz / 0,1 s), a tensão da ilha não cairia significativa, e a detecção do ilhamento seria mais rápida e, praticamente, simultânea em ambas as GDs pela função 81U.

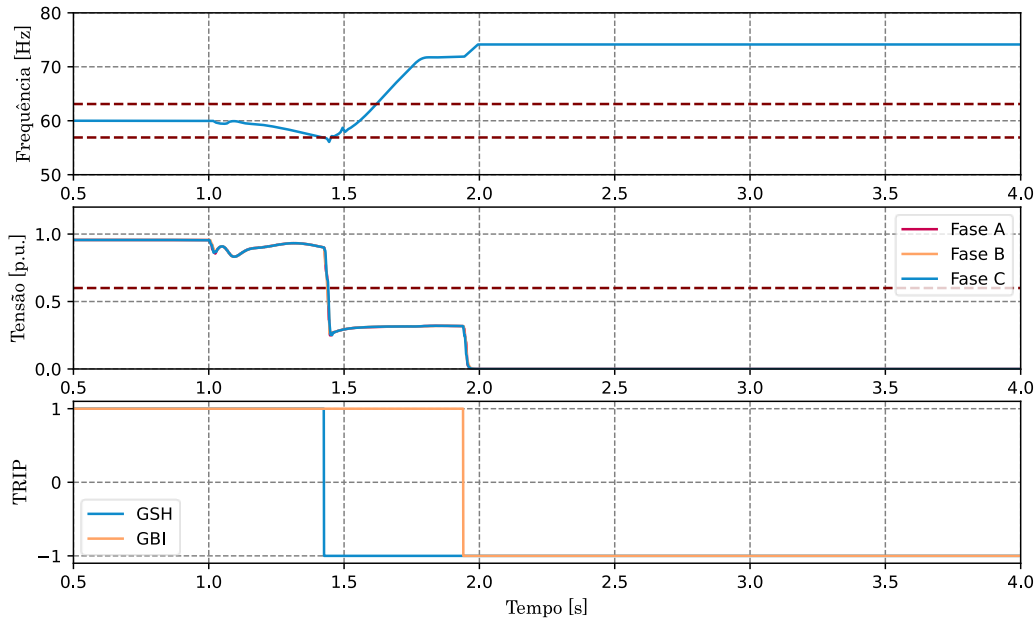


Figura 5.3 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de *trip* para $\Delta P=0,25$ p.u. e $\Delta Q=0,10$ p.u. do Caso 2 com ajuste #1 – Cenário 1 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor

A adoção dos mesmos ajustes para ambas as GDs tem implicações importantes nos resultados: por um lado, a desconexão do GSH reduz os níveis de tensão da ilha, bloqueando as proteções de frequência por subtensão e por isso mais tempo é necessário para a detecção do evento pela função 27. Por outro lado, a manutenção do GSH impede a queda no valor da tensão da ilha, não acionando o bloqueio das proteções de frequência por subtensão e com isso a detecção do ilhamento seria mais rápida por ambas as GDs pela proteção 81U.

Ao considerar a técnica ativa GEVS (Caso 3), nota-se na Tabela 5.3 que o percentual de detecção de ilhamento nesse caso é praticamente idêntico ao do Caso 1 (GBI sem técnica ativa). Para ilustrar essa semelhança, a Figura 5.4 apresenta o sinal no tempo das grandezas elétricas para o mesmo desbalanço de potência da Figura 5.2, porém com o GBI munido com a técnica ativa GEVS. Ao comparar o sinal da Figura 5.4 com o da Figura 5.2, não são observadas diferenças significativas. Isso ocorre devido à contribuição da inércia do gerador síncrono no fornecimento de potência ativa durante os instantes iniciais do ilhamento já que existe um *déficit* de potência de ativa: por um lado há a tentativa da técnica ativa GEVS, via realimentação positiva, em reduzir a tensão do

sistema ilhado e por outro lado há uma tentativa do gerador síncrono em suprir o *déficit* de potência ativa, aumentando o nível de potência pelo GSH.

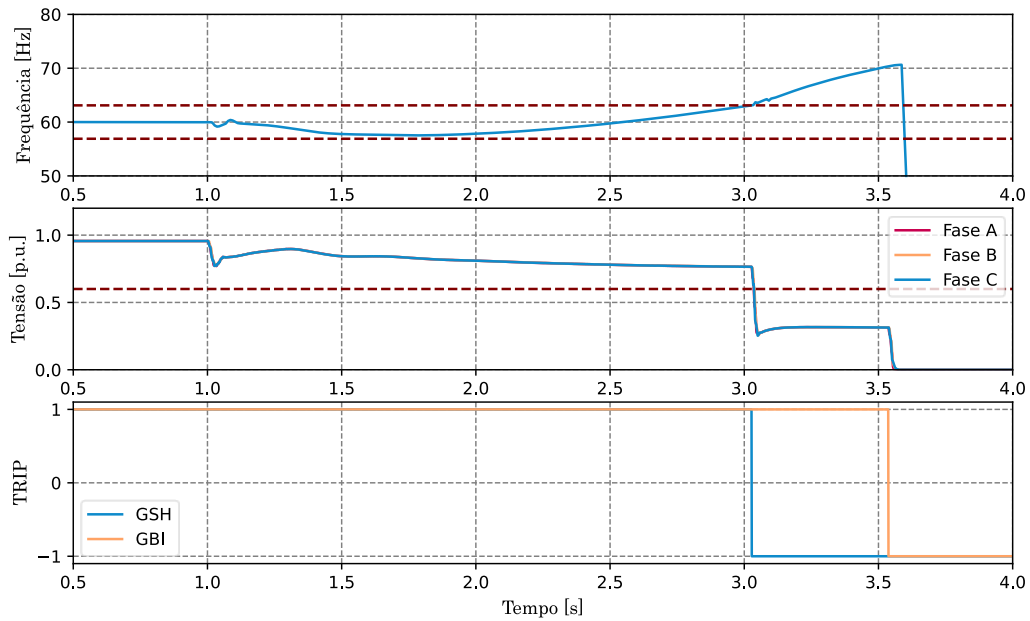
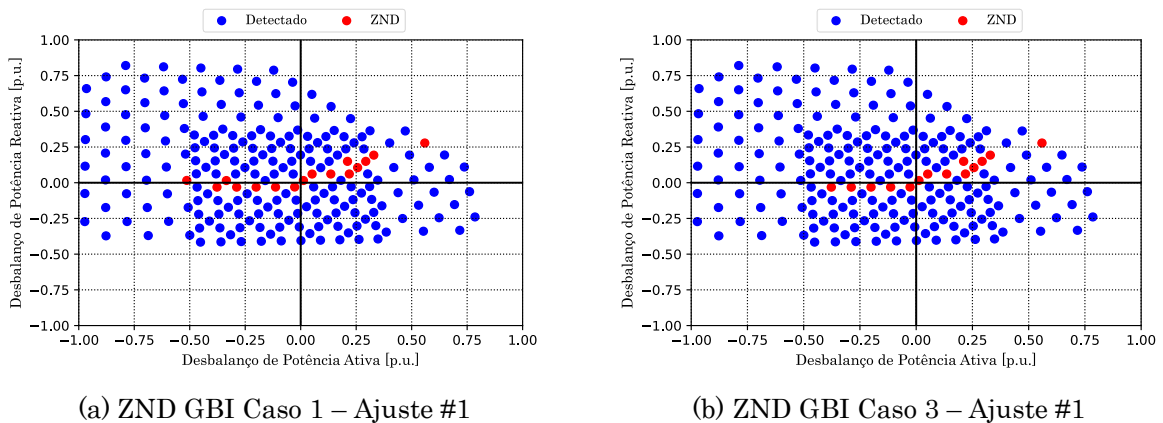


Figura 5.4 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de *trip* para $\Delta P=0,25$ p.u. e $\Delta Q=0,10$ p.u. do Caso 3 com ajuste #1 – Cenário 1 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor

Percebe-se então que a presença de gerador síncrono praticamente torna ineficaz a realimentação positiva desta técnica ativa considerando este nível de potência de GBI na ilha estudada, haja vista que os percentuais de detecção de ilhamento são praticamente os mesmos para o Caso 1 (GBI sem técnica ativa). Por fim, a Figura 5.5 mostra a ZND do Caso 1 e Caso 3 com Ajuste #1 para o GBI.



(a) ZND GBI Caso 1 – Ajuste #1

(b) ZND GBI Caso 3 – Ajuste #1

Figura 5.5 – ZNDs do GBI para o Caso 1 e Caso 3 – Ajuste #1. Fonte: O Autor.

5.2.1.1 Análise de sensibilidade – Tempo de detecção do ilhamento

Essa análise de sensibilidade é feita flexibilizando o tempo máximo para a detecção do evento em 3,0 s. Os resultados estão presentes na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 1 para o GBI e GSH – Tempo de detecção de 3,0 s. Fonte: O Autor.

GD	Caso	Número de vezes que #1 atuou	Número de vezes que #2 atuou
GBI	1	214 (99,1%)	215 (99,5%)
	2	216 (100%)	216 (100%)
	3	212 (98,1%)	215 (99,5%)
GSH	1	215 (99,5%)	215 (99,5%)
	2	216 (100%)	216 (100%)
	3	215 (99,5%)	215 (99,5%)

De maneira geral, uma flexibilização no tempo máximo de detecção de ilhamento contribui para a elevação dos percentuais de detecção de ilhamento por ambas as GDs mesmo quando o inversor não está munido com alguma técnica ativa e desconsiderando a função 81R. As razões para isso podem ser observadas na Figura 5.2 e Figura 5.4: a demora na desconexão do GSH pela proteção 81O faz com que a proteção 27 do GBI necessite de mais tempo para a detecção do evento, já que a desconexão do GSH reduz os níveis de tensão do sistema ilhado, bloqueando as funções 81U/O por subtensão.

5.2.2 Cenário 2 - GBI de 1,5 MVA conectado à barra 15 e GSH de 1,562 MVA conectado à barra 11

Adotando $S_{BASE} = 3,062$ MVA para esse cenário, três casos foram simulados, a saber:

- Caso 1: Inversor sem técnica ativa;
- Caso 2: Inversor com técnica ativa GEFS;
- Caso 3: Inversor com técnica ativa GEVS.

Foram realizadas um total de 237 simulações para cada caso. Assim, para os três casos, foram consideradas 201 simulações, uma vez que as demais violaram a faixa adequada do PRODIST ou não convergiram numericamente no ATP. A Tabela 5.5 mostra a quantidade de vezes em que o ilhamento foi detectado em cada simulação para ambos os ajustes, levando em conta o tempo máximo de detecção de 2,0 s.

Tabela 5.5 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 2 para o GBI e GSH – Tempo de detecção de 2,0 s. Fonte: O Autor.

GD	Caso	Número de vezes que #1 atuou	Número de vezes que #2 atuou
GBI	1	191 (95,0%)	200 (99,5%)
	2	199 (99,0%)	201 (100%)
	3	195 (97,0%)	201 (100%)
GSH	1	198 (98,5%)	201 (100%)
	2	200 (99,5%)	201 (100%)
	3	193 (96,0%)	196 (97,5%)

Ao considerar inicialmente o Caso 1 (GBI sem técnica ativa), a não detecção do evento pelas GDs em um intervalo de tempo de 2,0 s é explicada por três razões: 1) Há simulações em que a desconexão do GSH requer um tempo próximo ou maior do que 2,0 s pelas funções 81U/O, similar ao que ocorre com a Figura 5.2 do Cenário 1 e por isso a função de proteção 27 do GBI necessita de mais tempo para a detecção do evento, 2) Há simulações em que a desconexão do GSH ocorre de maneira rápida, porém a tensão do sistema se estabiliza em um valor entre 0,50 p.u. e 0,80 p.u., o que é necessário pelo menos 2,50 s para que a função de proteção 27 possa atuar devido ao ajuste usado. Destaca-se que em tais simulações, após a saída do GSH, a frequência não viola os valores de *pickup* da proteção 81U/O e 3) O desbalanço da rede é insuficiente para sensibilizar as proteções anti-ilhamento. Nessa última situação, tal sensibilização só é possível no GSH ao usar a função de proteção 81R, já que para o ajuste #2 houve a detecção do ilhamento em 99,5% das simulações, mesmo quando o GBI não estava munido com alguma técnica ativa.

Ao considerar a técnica ativa GEFS (Caso 2) no inversor, nota-se um percentual de detecção maior para o GBI considerando o ajuste #1 quando comparado com os resultados do Cenário 1. Assim, percebe-se que o aumento da penetração de GBI contribui para o sucesso na detecção de ilhamentos pelo inversor. Entretanto, observa-se uma ligeira redução no percentual de detecção do evento pelo GSH em 0,5% pois em uma única simulação de ilhamento para $\Delta P=0,73$ p.u. e $\Delta Q=0,04$ p.u. a tensão do sistema ilhado atinge um valor inferior a 0,60 p.u. por um curto período, bloqueando as funções 81U/O por 0,5 s do GSH por causa do tempo de *dropout*, conforme ilustrado na Figura 5.6.

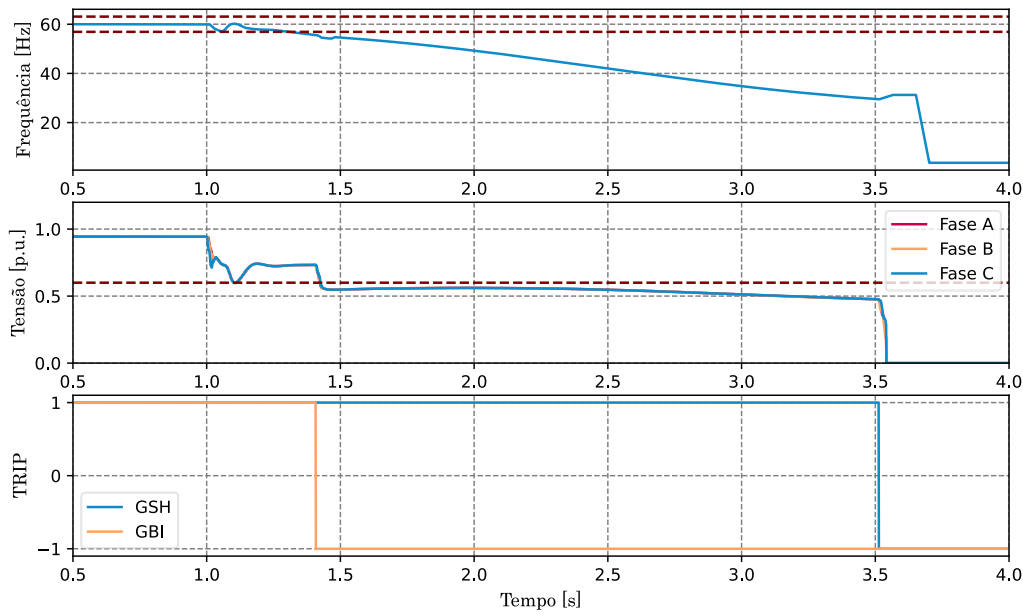


Figura 5.6 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de *trip* para $\Delta P=0,73$ p.u. e $\Delta Q=0,04$ p.u. do Caso 2 com ajuste #1 – Cenário 2 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor

Nessa simulação, não há o bloqueio das funções 81U/O do GBI pois a tensão permanece acima de 0,50 p.u. e por isso há a desconexão do inversor pela função 81U antes dos primeiros 500 ms do ilhamento. A desconexão do GBI reduz o nível de tensão do sistema ilhado para um valor inferior a 0,60 p.u., o que bloqueia de maneira permanente a função 81U do GSH. Assim, a detecção da perda de rede por esse gerador ocorre pela função 27 (0,79 p.u. / 2,50 s), que por causa da sua temporização, necessita de mais de 2,0 s para a detecção do ilhamento. Destaca-se aqui ainda que na simulação da Figura 5.6, a tensão do sistema ilhado atinge um valor inferior a 0,60 p.u. nos primeiros instantes do ilhamento por causa da técnica ativa GEFS, que força o GBI por meio da realimentação positiva a consumir potência reativa quando há um breve acréscimo da frequência do sistema ilhado, conforme pode ser observado na Figura 5.6. Assim, o saturador de corrente do inversor – VAL – reduz o valor da corrente de eixo direto para que a soma vetorial $\sqrt{I_{d,ref}^2 + I_{q,ref}^2} \leq 1,1$ p.u. respeite o raio de suportabilidade térmica dos GBIs. Assim, antes da desconexão do GBI, por causa da realimentação positiva da técnica GEFS, esse gerador consumiu no máximo uma potência reativa de 264 kvar, reduzindo a potência ativa injetada em 748 kW, o que justifica a redução acentuada da tensão do sistema ilhado. Caso o inversor não estivesse munido com a técnica GEFS, não haveria esse consumo de reativo e por isso a tensão do sistema ilhado permaneceria acima de 0,60 p.u., o que não provocaria o bloqueio das proteções de frequência por subtensão do GSH e por isso esse gerador seria rapidamente desconectado da ilha, como

mostra a simulação da Figura 5.7, que mostra a tensão e frequência do sistema ilhado para o mesmo desbalanço da Figura 5.6, só que com a técnica ativa GEFS não habilitada.

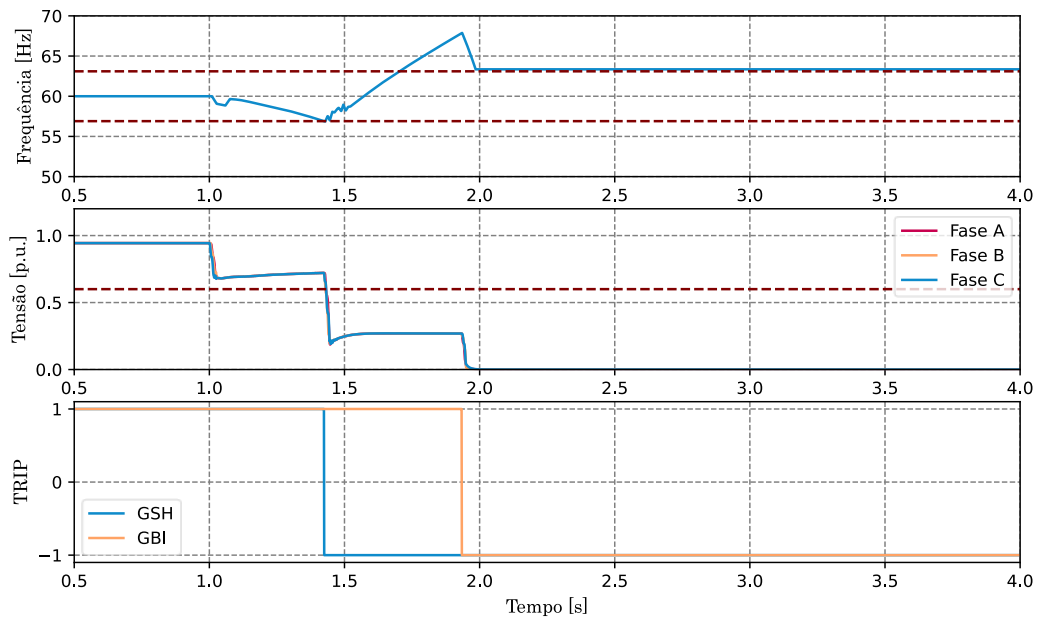


Figura 5.7 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de *trip* para $\Delta P=0,13$ p.u. e $\Delta Q=0,46$ p.u. do Caso 1 com ajuste #1 – Cenário 2 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor

Assim, em apenas uma simulação que o GBI de 1,5 MVA está munido com a técnica ativa GEFS, a importação de reativos pelo inversor via realimentação positiva gerou a redução do sistema ilhado de modo a bloquear as proteções de frequência por subtensão do GSH, o que não ocorreu para o Cenário 1, em que a potência nominal do inversor é inferior ao do GSH. Adicionalmente, ao considerar a função 81R, por causa da sua sensibilidade, os percentuais de detecção do evento são incrementados de maneira significativa por ambas as GDs.

Ao considerar a técnica ativa GEVS (Caso 3) no inversor, o GBI detectou o evento em 97,0% das simulações, enquanto no Cenário 1 a GD detectou o ilhamento em 94,9%. Esse aumento de 2,1% na detecção do evento implica que, com uma penetração maior de GBI, a realimentação positiva tem mais força para superar a inércia da geração síncrona nos instantes iniciais do ilhamento. Portanto, o inversor tem mais sucesso em desviar a tensão e detectar o evento neste cenário. Entretanto, assim como foi observado com a técnica ativa GEFS nesse cenário, a inclusão da técnica ativa GEVS pode prejudicar a detecção do ilhamento pelo GSH em algumas simulações, mesmo que este esteja munido com um conjunto de ajustes mais sensíveis em relação ao GBI, como mostrado na Figura 5.8 para $\Delta P=0,76$ p.u. e $\Delta Q=-0,13$ p.u.

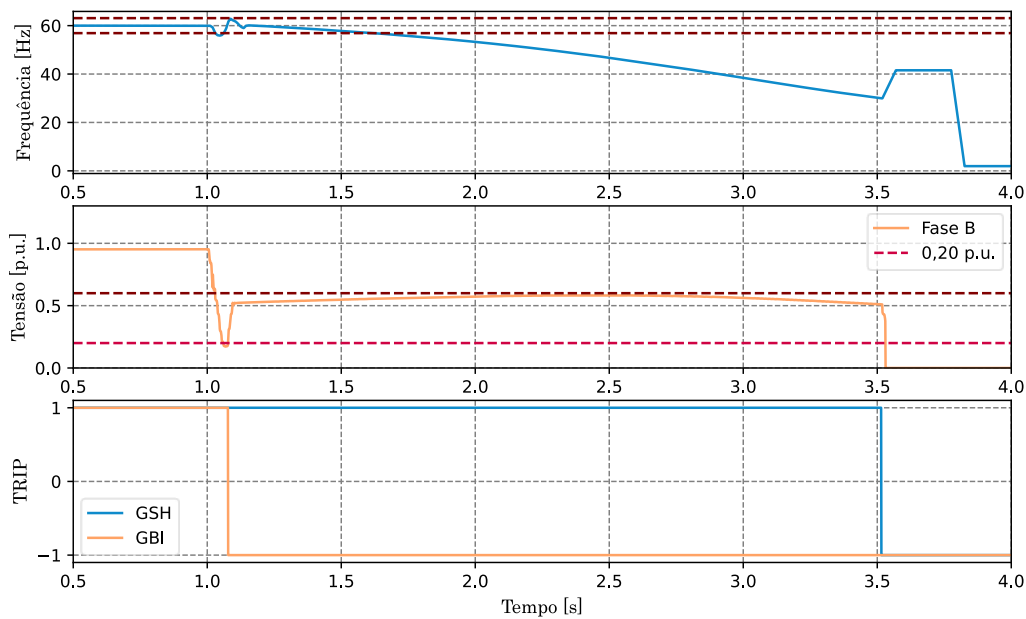


Figura 5.8 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de *trip* para $\Delta P=0,76$ p.u. e $\Delta Q=-0,13$ p.u. do Caso 3 com ajuste #1 – Cenário 2 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor

Nessa simulação, a tensão desviada pela técnica ativa foi significativa de modo que essa atingiu valores inferiores a 0,20 p.u. por um período de 20 ms, resultando na desconexão do GBI por meio da função 27 (0,20 p.u. / 20 ms). É importante ressaltar que a tensão do GSH, embora não esteja representada na figura, permaneceu acima de 0,20 p.u., e por isso não houve a desconexão desse gerador distribuído. Além disso, é relevante comentar que, após a desconexão do GBI, houve um aumento no valor da tensão na ilha, pois o GBI estava com um consumo máximo de cerca de 300 kvar antes da sua desconexão devido à perturbação transitória em seu controle gerada pela perda de rede, mesmo com a referência de corrente em quadratura mantida fixa em 0,0 p.u. Comportamento similar ao da tensão e frequência da Figura 5.8 foi observado quando há um *déficit* elevado de potência ativa no sistema ilhado e por isso pontos extremos na direita da ZND do GSH a detecção do ilhamento não é possível em 2,0 s, como mostra a Figura 5.9.

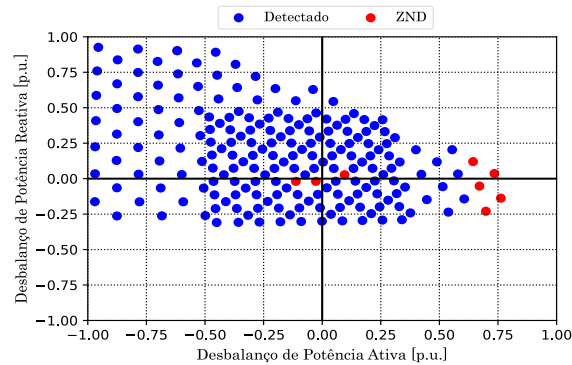


Figura 5.9: ZNDs do GSH para o Caso 3 – Ajuste #1. Fonte: O Autor.

Por fim, ao considerar a proteção 81R (ajuste #2), por ser uma proteção sensível em relação as demais, os percentuais de detecção de perda de rede são significativamente incrementados. Normalmente, a presença dessa função desconecta rapidamente o GSH, reduzindo os níveis de tensão do sistema ilhado, dando mais margem para a função 27 do GBI detectar a perda de rede em no máximo 2,0 s, já que a redução do nível de tensão da ilha provoca, em muitas simulações de ilhamento, o bloqueio das proteções de frequência do inversor por subtensão.

5.2.2.1 Análise de sensibilidade – Tempo de detecção do ilhamento

Essa análise de sensibilidade é feita flexibilizando o tempo máximo para a detecção do evento em 3,0 s. Os resultados estão presentes na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 2 para o GBI e GSH – Tempo de detecção de 3,0 s. Fonte: O Autor.

GD	Caso	Número de vezes que #1 atuou	Número de vezes que #2 atuou
GBI	1	197 (98,0%)	201 (100%)
	2	201 (100%)	201 (100%)
	3	199 (99,0%)	201 (100%)
GSH	1	200 (99,5%)	201 (100%)
	2	201 (100%)	201 (100%)
	3	200 (99,5%)	201 (100%)

De maneira geral, da mesma forma que ocorreu no Cenário 1, ao flexibilizar o tempo máximo de detecção de ilhamento, há um aumento nas taxas de detecção de ilhamento por ambas as GDs. Isso ocorre porque existe uma margem maior para que a função 27 do GBI ou do GSH possa atuar quando as proteções de frequência estão bloqueadas por subtensão.

5.2.3 Cenário 3 - GBI de 2 MVA conectado à barra 15 e GSH de 1,562 MVA conectado à barra 11

Adotando $S_{BASE} = 3,562$ MVA para esse cenário, três casos foram simulados, a saber:

- Caso 1: Inversor sem técnica ativa;
- Caso 2: Inversor com técnica ativa GEFS;
- Caso 3: Inversor com técnica ativa GEVS.

Foram realizadas um total de 227 simulações para cada caso. Assim, para os três casos, foram consideradas 182 simulações, uma vez que as demais violaram a faixa adequada do PRODIST ou não convergiram numericamente no ATP. A Tabela 5.7 mostra a quantidade de vezes em que o ilhamento foi detectado em cada simulação para ambos os ajustes, levando em conta o tempo máximo de detecção de 2,0 s.

Tabela 5.7 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 3 para o GBI e GSH – Tempo de detecção de 2,0 s. Fonte: O Autor.

GD	Caso	Número de vezes que #1 atuou	Número de vezes que #2 atuou
GBI	1	170 (93,4%)	179 (98,3%)
	2	182 (100%)	182 (100%)
	3	181 (99,4%)	182 (100%)
GSH	1	179 (98,3%)	181 (99,4%)
	2	171 (93,9%)	178 (97,8%)
	3	182 (100%)	182 (100%)

Ao considerar o Caso 1 (GBI sem técnica ativa), nota-se que há três razões pelas quais a detecção do ilhamento não é possível, que são similares ao que ocorre com os outros cenários: 1) Em muitas simulações a desconexão do GSH ocorre próximo de 2,0 s não dando tempo suficiente para que a função 27 do GBI detecte o evento; 2) A estabilização da tensão do sistema em um valor entre 0,50 p.u. e 0,80 p.u. requer mais de 2,50 s para ativar a proteção do GBI; 3) O desbalanço na rede não é suficiente para acionar as proteções anti-ilhamento. Além disso, verificou-se que os percentuais de detecção de ilhamento pelo GBI são ligeiramente inferiores aos do Caso 1 do Cenário 1 e Cenário 2. Isso ocorre porque foi observado que, percentualmente, em um maior número de simulações, após a desconexão do GSH pela função 81U/O, a tensão remanescente no sistema ilhado estabiliza em um valor superior a 0,50 p.u. Isso se deve à potência nominal maior do GBI para este Cenário 3, o que resulta na necessidade de pelo menos 2,50 s para que a função 27 do inversor detecte o ilhamento. Nessas simulações, também

foi observado que, após a desconexão do GSH, a frequência do sistema ilhado estabiliza dentro da faixa de ajuste da função 81U/O, o que significa que não há atuação das proteções de frequência do GBI.

Ao considerar a técnica ativa GEFS (Caso 2), houve a detecção de 100% das simulações de ilhamentos pelo GBI, mas não para o GSH, que é um resultado similar ao do Cenário 2. Em tais simulações em que o ilhamento não foi detectado pelo gerador síncrono, é observada uma redução na tensão da ilha para valores entre 0,50 p.u. e 0,60 p.u., o que acarreta o bloqueio das proteções de frequência por subtensão do GSH, mas não do GBI, já que para este último $V_{bloq} = 0,50$ p.u. Assim, há a desconexão do GBI em tais simulações pelas funções 81U/O e a desconexão do GSH só é possível pela função 27. Por exemplo, a Figura 5.10 mostra um exemplo em que o ilhamento é detectado pelo GBI, mas não pelo GSH: A redução da tensão transforma o *déficit* de potência em excesso de potência devido ao tipo de carga. Isso resulta no aumento da frequência do sistema, fazendo com que o GBI importe reativos devido à técnica GEFS. Para garantir a suportabilidade térmica dos inversores, o VAL reduz a corrente de eixo direto, o que diminui a potência ativa injetada pelo GBI. Portanto, quando o GBI é desconectado, a queda na tensão do sistema ilhado não é significativa devido ao consumo de reativos por causa da realimentação positiva da técnica ativa GEFS.

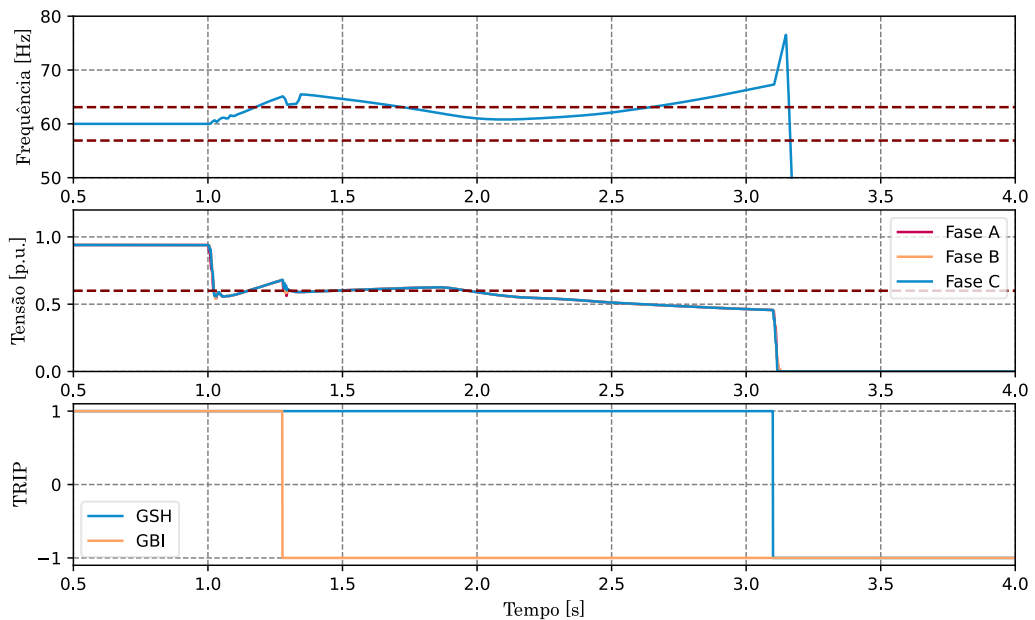


Figura 5.10 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de *trip* para para $\Delta P=0,21$ p.u. e $\Delta Q=0,39$ p.u. do Caso 2 com ajuste #1 – Cenário 3 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor

Adicionalmente, destaca-se aqui que comportamento similar aconteceu para simulações em que há um excesso de potência ativa na rede, como ilustra a Figura 5.11 para $\Delta P = -0,05$ p.u. e $\Delta Q = 0,26$ p.u. Nessa simulação em que há excesso de potência ativa, não é observado um aumento da tensão por causa do aumento da frequência do sistema que gera os seguintes impactos nas GDs: 1) no GSH, o aumento da frequência reduz o nível de potência ativa injetada pelo GSH e 2) no GBI, como há um aumento da frequência, o GBI começa a importar mais reativos por causa da realimentação positiva da técnica GEFS. Dessa forma, o VAL irá reduzir o valor da corrente de eixo direto para garantir a suportabilidade térmica dos inversores, que por sua vez reduzirá o nível de potência ativa injetada pelo GBI. É por causa deste motivo que quando há a desconexão do GBI na Figura 5.11 a tensão do sistema ilhado não cai de maneira significativa, pois antes do inversor ser desligado, há um consumo máximo de aproximadamente 500 kvar por causa da técnica ativa GEFS.

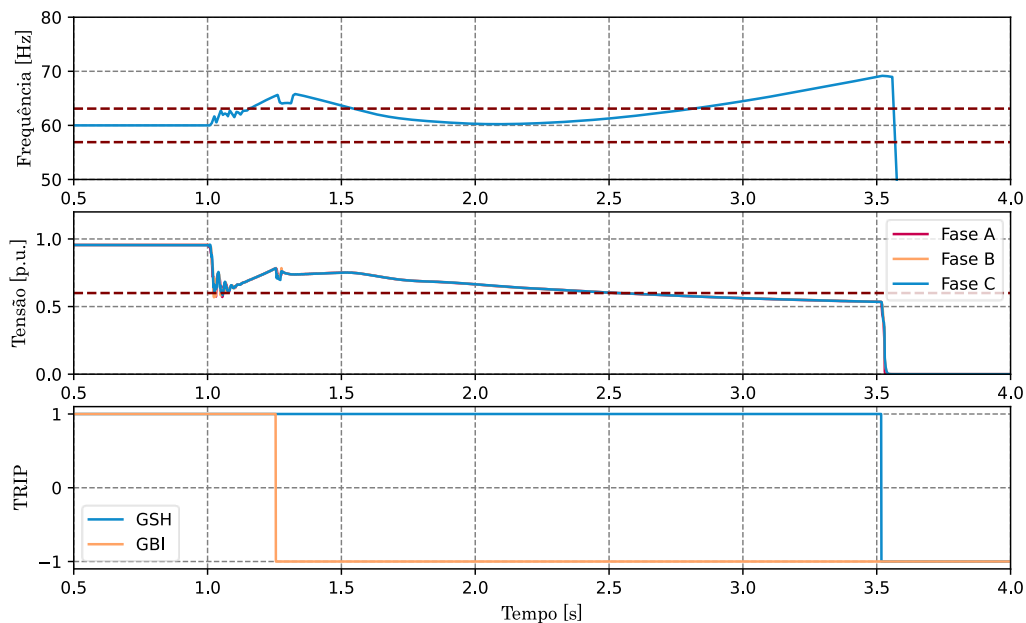


Figura 5.11 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de *trip* para $\Delta P = -0,05$ p.u. e $\Delta Q = 0,26$ p.u. do Caso 2 com ajuste #1 – Cenário 3 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor

A Figura 5.12 mostra a ZND de 2,0 s do GSH considerando o ajuste #1 para o Caso 2.

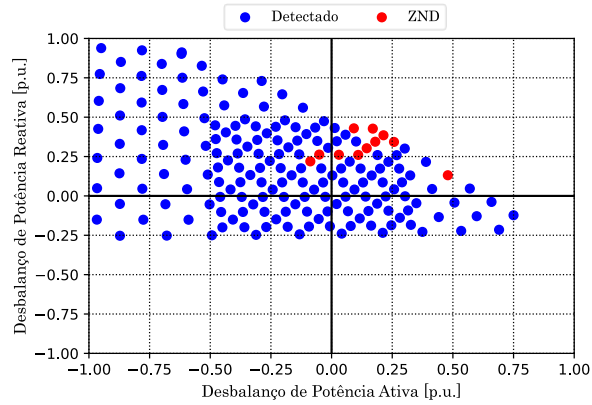


Figura 5.12 – ZND do GSH considerando o ajuste #1 – Caso 2 (GBI com GEFS). Fonte: O Autor.

Ao considerar a técnica GEVS (Caso 3), a técnica ativa consegue perturbar de maneira mais significativa a tensão do sistema ilhado, o que reflete em percentuais melhores de detecção do evento pelo inversor quando comparado com os demais cenários. Por exemplo, a Figura 5.13 mostra o sinal no tempo de grandezas elétricas quando o GBI não está munido com técnicas ativas (Caso 1) para $\Delta P = -0,15$ p.u. e $\Delta Q = -0,05$ p.u., ajuste #1. Nessa simulação, a dinâmica da frequência do sistema ilhado faz com que haja a desconexão do GSH cerca de 1,3 s após a ocorrência do evento, fazendo com que a tensão da ilha se estabilize em valores próximos de 0,70 p.u., inviabilizando a detecção de perda de rede pelo GBI em um intervalo de 2,0 s.

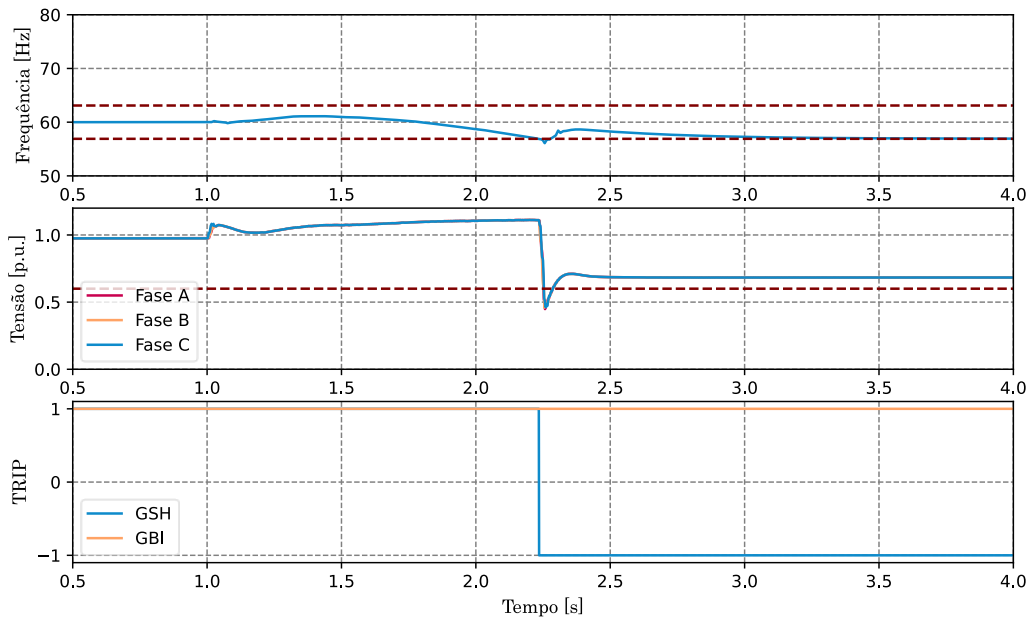


Figura 5.13 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de *trip* para $\Delta P = -0,15$ p.u. e $\Delta Q = -0,05$ p.u. do Caso 1 com ajuste #1 – Cenário 1 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor

Ao incluir a técnica ativa GEVS em um GBI de 2,0 MVA, observa-se uma detecção mais rápida em ambas as GDs. Isso é evidenciado pelo sinal no tempo da Figura 5.14, que mostra o comportamento da tensão e frequência ao longo do tempo para o mesmo desbalanço de potência da Figura 5.13. Nessa simulação, a realimentação da técnica ativa GEVS provoca o aumento forçado da corrente de eixo direto, sendo que essa grandeza é saturada em 1,1 p.u. devido ao limite imposto pelo VAL ($\sqrt{I_{d,ref}^2 + I_{q,ref}^2} \leq 1,1 \text{ p.u.}$). Esse aumento resulta em uma breve estabilização da tensão do sistema ilhado em valores próximos de 1,1 p.u. No entanto, essa estabilização não pode ser mantida de forma permanente devido ao descarregamento do capacitor do link CC do inversor, gerando a uma queda na tensão do sistema ilhado. Como há uma tendência de queda na tensão, a realimentação positiva obriga o inversor a reduzir a corrente de eixo direto, o que explica a rápida queda da tensão do sistema ilhado, fazendo com que esta grandeza atinja um valor inferior a 0,20 p.u., como mostrado na Figura 5.14 acarretando a desconexão do GSH.

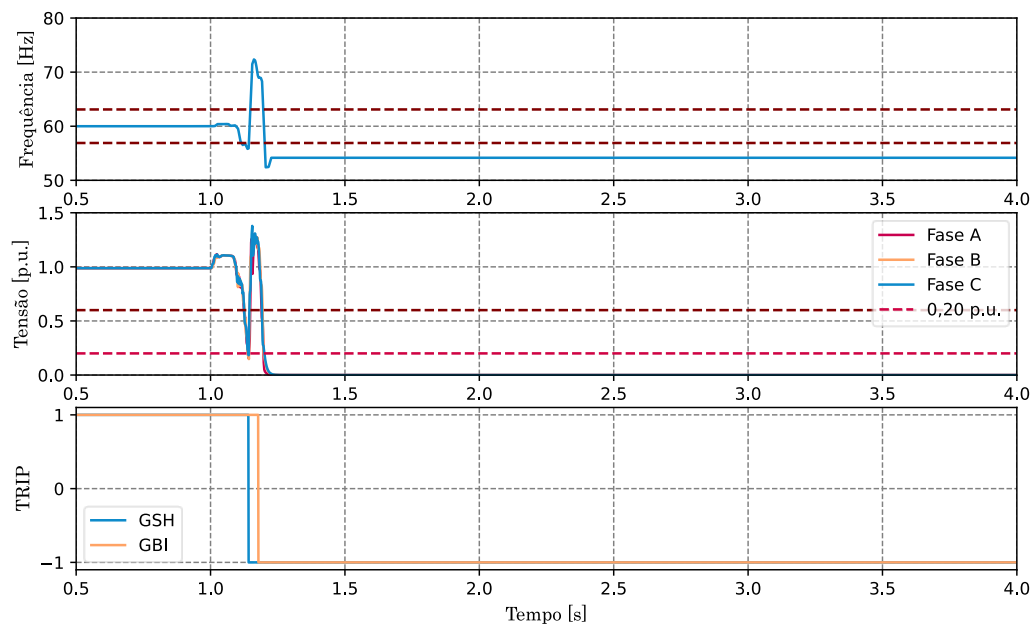


Figura 5.14 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de *trip* para $\Delta P = -0,15 \text{ p.u.}$ e $\Delta Q = -0,05 \text{ p.u.}$ do Caso 3 com ajuste #1 – Cenário 3 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor

Entretanto, não há a desconexão simultânea do GBI pois a função 27 é temporizada em 20 ms para o inversor considerando este nível de tensão, o que é insuficiente para a sensibilização dessa proteção já que a tensão do sistema ilhado volta a subir. Essa subida na tensão é justificada pelo carregamento do barramento CC, o que força o regulador de tensão aumentar a corrente de referência de eixo direto para extração da máxima potência, já que há fonte primária disponível. Assim, é observado

um aumento no valor da tensão do sistema ilhado para valores além de 1,0 p.u., causando a desconexão do GBI pela função 59 (1,18 p.u. / 20 ms). Destaca-se que em muitas outras simulações foi observado o mesmo comportamento da tensão e frequência da Figura 5.14: para esse nível de penetração de GBI, a técnica GEVS consegue desviar a tensão do sistema ilhado para um valor inferior a 0,20 p.u., causando a desconexão do GSH e posteriormente ocorre a desconexão do GBI pela função 59 (1,18 p.u. / 20 ms). É por isso que os percentuais de detecção de ilhamento pelo GSH é maior nesse cenário do que no Cenário 1 ou Cenário 2.

5.2.3.1 Análise de sensibilidade – Tempo de detecção do ilhamento

Essa análise de sensibilidade é feita flexibilizando o tempo máximo para a detecção do evento em 3,0 s. Os resultados estão presentes na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 3 para o GBI e GSH – Tempo de detecção de 3,0 s. Fonte: O Autor.

GD	Caso	Número de vezes que #1 atuou	Número de vezes que #2 atuou
GBI	1	174 (95,6%)	181 (99,4%)
	2	182 (100%)	182 (100%)
	3	181 (99,4%)	182 (100%)
GSH	1	180 (98,9%)	181 (99,4%)
	2	182 (100%)	182 (100%)
	3	182 (100%)	182 (100%)

Assim como foi observado para o Cenário 1, uma flexibilização no tempo de detecção de ilhamento faz com que os percentuais de detecção de ilhamento sejam significativamente aumentados, fazendo com que tal percentual seja superior a 95% das simulações feitas, mesmo quando o GBI não está munido com alguma técnica ativa e é considerado os requisitos de suportabilidade contra variações de tensão e frequência em geradores distribuídos. Ainda para o Caso 1 (sem técnicas ativas), observa-se um percentual de detecção de ilhamento pelo GBI e pelo GSH inferior aos resultados apresentados na Tabela 5.4 para o ajuste #1. Isso pode ser explicado considerando a ZND do GSH na Figura 5.15.

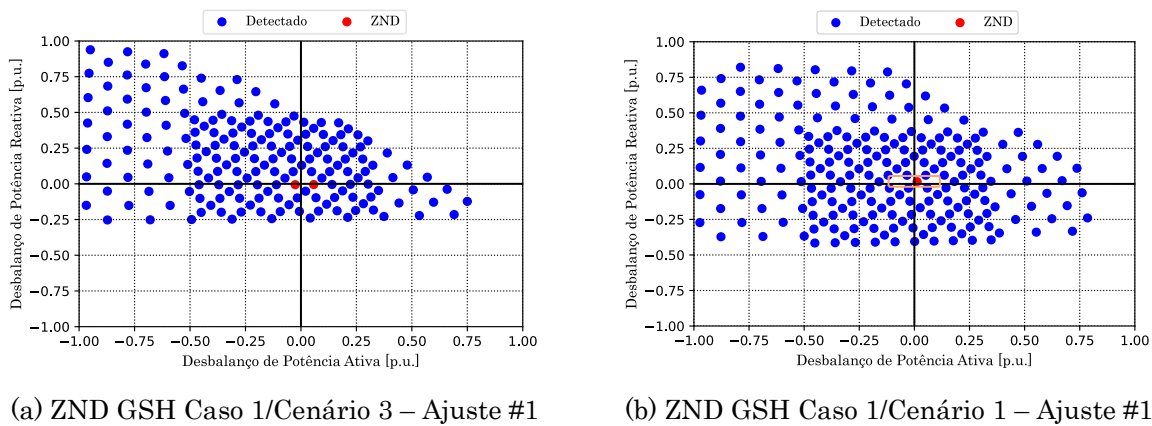


Figura 5.15 – ZNDs de 3 s do GSH para o Caso 1 do Cenário 1 e Cenário 3 – Ajuste #1. Fonte: O Autor.

A Figura 5.15 mostra que houve duas simulações em que o ilhamento não foi detectado pelo GSH no Cenário 3, enquanto para o Cenário 1 somente uma simulação não foi detectada. É por isso que o percentual de detecção de ilhamentos pelo GBI é menor no Cenário 3: a não detecção do evento pelo GSH faz com que o GBI também não detecte o ilhamento. A razão pela qual uma maior quantidade de simulações é detectada pelo GSH no Cenário 1 se deve aos desbalanços de potência próximo da origem, como na região destacada em amarelo na Figura 5.15b para o Cenário 1, que ficaram mais afastados do eixo ΔQ quando comparado com a ZND do Cenário 3 (Figura 5.15a). Dessa forma, como os desbalanços do Cenário 1 ficaram mais afastados, há uma tendência maior na detecção do ilhamento. Destaca-se aqui que isso acontece, pois, a tensão nas cargas durante a simulação não é 1 p.u. por causa de níveis de carregamento diferentes no alimentador para cada simulação, o que reflete em demandas diferentes das cargas já que a carga avaliada é do tipo impedância constante.

5.2.4 Cenário 4 - GBI de 1 MVA conectado à barra 15 e GSH de 1,562 MVA conectado à barra 11 (ambas as GDs com o mesmo conjunto de ajuste)

Esse cenário tem como objetivo avaliar o desempenho na detecção do ilhamento quando ambas as topologias de GD estão munidas com os mesmos ajustes. Assim, foi usado o ajuste #1 do GBI da Tabela 5.1 para ambas as GDs. Adicionalmente, o ajuste #2 é o mesmo do ajuste #1 com o acréscimo da função 81R, cujo *pickup* avaliado é de 2,5 Hz/s temporizada em 100 ms. Destaca-se aqui que se manteve o valor de $V_{bloq}=0,60$ p.u. para o GSH e $V_{bloq}=0,50$ p.u. para o GBI, ambos com o tempo de *dropout* em 0,5 s.

Adotando $S_{BASE} = 2,562$ MVA para esse cenário, três casos foram simulados, a saber:

- Caso 1: Inversor sem técnica ativa;
- Caso 2: Inversor com técnica ativa GEFS;
- Caso 3: Inversor com técnica ativa GEVS.

Foram realizadas 237 simulações para cada caso. Assim, para os três casos foram consideradas 216 simulações pois as demais violaram a faixa adequada do PRODIST ou não convergiram numericamente no ATP. A Tabela 5.9 mostra quantas vezes o ilhamento foi detectado em cada simulação para cada um dos dois ajustes, considerando o tempo de detecção de 2,0 s. Destaca-se aqui que embora foi empregado o mesmo conjunto de *pickups* e temporizações para ambas as topologias de GD, ainda assim, para Caso 1 (sem técnicas ativas) foi observado diferentes percentuais de detecção de ilhamento pois os geradores estão conectados em PACs distintos.

Tabela 5.9 - Número de simulações que os ajustes atuaram para os casos do Cenário 4 – Tempo de detecção de 2,0 s. Fonte: O Autor.

GD	Caso	Número de vezes que #1 atuou	Número de vezes que #2 atuou
GBI	1	210 (97,2%)	213 (98,6%)
	2	216 (100%)	216 (100%)
	3	211 (97,7%)	214 (99,1%)
GSH	1	211 (97,7%)	214 (99,1%)
	2	216 (100%)	216 (100%)
	3	211 (97,7%)	214 (99,1%)

Os resultados da Tabela 5.9 mostram, em geral, percentuais de detecção de ilhamento superiores quando comparado com o da Tabela 5.3 (ajustes distintos para o mesmo nível de penetração de GBI), para os três casos. Isso acontece, pois, a adoção de ajustes iguais para ambas as GDs faz com que a maioria das simulações de ilhamento seja detectada por ambos os geradores distribuídos de maneira quase simultânea. Assim, não há mais a desconexão isolada de um único gerador distribuído (normalmente a do GSH, pois antes esse estava munido com ajuste mais sensível) e por isso não há mais uma redução significativa dos níveis de tensão quando uma GD é desconectada do sistema, não causando o bloqueio das proteções de frequência por subtensão, como mostra a Figura 5.16 para o Caso 1 (sem técnicas ativas), que ilustra o comportamento da tensão e frequência do sistema ilhado para o mesmo desbalanço da Figura 5.1, mas agora considerando os mesmos ajustes para ambas as topologias de GD.

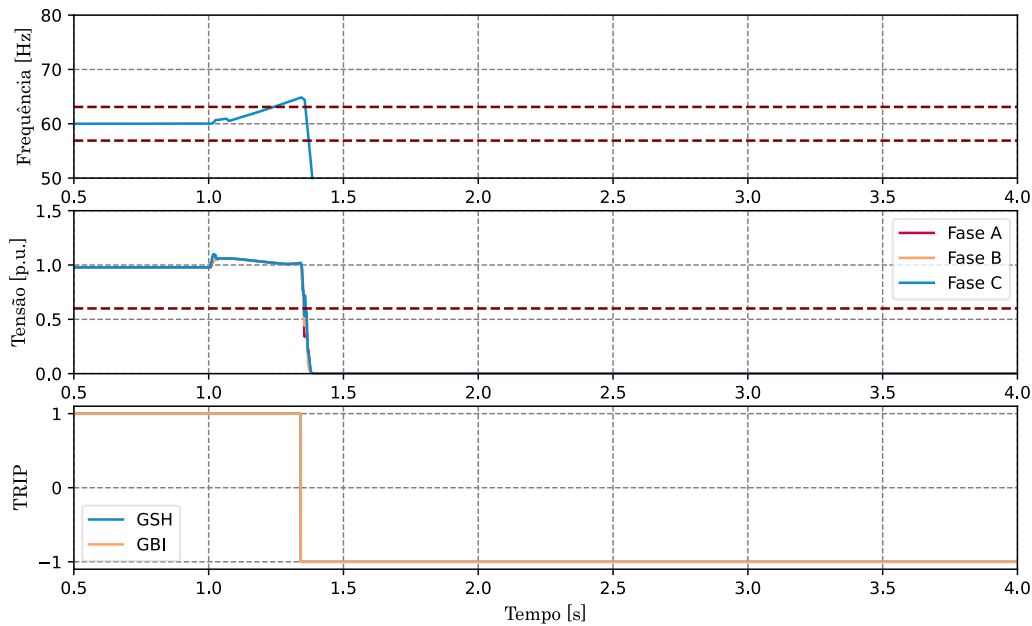


Figura 5.16 - Tensão e frequência no PAC do GBI e sinais de *trip* para $\Delta P = -0,33$ p.u. e $\Delta Q = 0,01$ p.u. do Caso 1 com ajuste #1 – Cenário 4 (Ilhas com GBIs e GSH). Fonte: O Autor.

Portanto, a adoção de ajustes iguais para ambas as GDs reduz a quantidade de simulações em que há o bloqueio das proteções de frequência por subtensão, o que reflete em um percentual maior para a detecção do evento. Adicionalmente, destaca-se aqui que ao considerar o ajuste #2, que inclui a função 81R com um ajustada em 2,5 Hz/s, temporizada em 0,1 s há a detecção do ilhamento em pelo menos 98,6% das simulações, mesmo para um valor de *pickup* não sensível.

5.3 Considerações Finais

Considerando os diferentes níveis de penetração de GBIs, foram realizadas diversas simulações para avaliar a detecção de ilhamento por inversores e geradores síncronos, sendo que em um primeiro momento este último estava munido com temporização instantânea nas funções 81U/O. Em um segundo momento, usou-se os mesmos conjuntos de ajustes para ambas as topologias de GD na qual as funções 81U/O estavam temporizadas em 100 ms.

De forma geral, constatou-se que, na maioria das simulações, a detecção do ilhamento pelo GBI em um intervalo de 2,0 s depende da rapidez com que o GSH é desconectado pelas proteções de frequência. A desconexão do gerador síncrono resulta em uma redução significativa nos níveis de tensão da ilha, o que pode bloquear as proteções

de frequência por subtensão do inversor, permitindo à detecção do evento pelo GBI por meio da função 27. A incorporação de uma função sensível, como a 81R, resulta em percentuais de detecção de ilhamento maiores ou iguais a 97,7%. Além disso, ao flexibilizar o tempo de detecção do ilhamento para 3,0 s, foi observado um aumento significativo no sucesso da detecção, com percentuais de pelo menos 95,6%, mesmo sem considerar as técnicas ativas do GBI e a função 81R.

De maneira mais específica para cada cenário, observou-se que, com um nível de penetração de GBI de 1,0 MVA, a utilização da técnica GEFS acelera os desvios na frequência, permitindo uma desconexão mais rápida do GSH e proporcionando mais tempo para a função de proteção 27 detectar o ilhamento. Por outro lado, a técnica ativa GEVS não resulta em perturbação suficiente para superar a inércia do sistema, resultando em percentuais de detecção de ilhamento praticamente semelhantes quando o GBI não está equipado com a técnica ativa.

Para um nível de penetração de GBI de 1,5 MVA, observou-se que, com a utilização da técnica GEFS, o GBI detectou um maior número de casos de ilhamento, porém houve uma ligeira redução nos percentuais de detecção pelo GSH. Isso ocorre porque a técnica GEFS, por meio da realimentação positiva, faz com que o inversor importe uma quantidade elevada de reativos em simulações com aumento da frequência, resultando na redução dos níveis de tensão da ilha, o que bloqueia as proteções de frequência por subtensão do GSH, mas não as do GBI. Como resultado, a desconexão do GBI ocorre primeiro, exigindo mais tempo para a função 27 do GSH detectar o ilhamento. Já com a técnica GEVS, observou-se um maior número de simulações em que o ilhamento foi detectado pelo GBI, indicando que a técnica ativa possui maior capacidade para superar a inércia do gerador síncrono. No entanto, também houve uma redução nos percentuais de detecção de ilhamento pelo GSH, devido ao bloqueio das proteções de frequência por subtensão.

Para um nível de penetração de GBI de 2,0 MVA, os resultados foram semelhantes aos obtidos com um nível de 1,5 MVA. A utilização das técnicas GEFS e GEVS resultou em uma maior detecção de ilhamento pelo GBI, porém houve uma redução nos percentuais de detecção pelo GSH quando o inversor estava munido com a técnica ativa GEFS. As razões para isso são as mesmas para o cenário com o GBI de 1,5 MVA: a importação de reativos pelo GBI por causa da realimentação positiva desta técnica faz com que haja uma redução dos níveis de tensão do sistema ilhado de modo que haja o bloqueio das proteções de frequência do GSH, mas não a do GBI. Assim, normalmente o GBI é desconectado pela função 81U/O e o GSH é desconectado pela função 27, que a

depende do nível de tensão necessita de uma temporização para a desconexão dessa GD e por isso há simulações em que a detecção doilhamento em 2,0 s não é possível pelo GSH. Para o caso em que o GBI de 2,0 MVA estava munido com a técnica GEVS, foi observado uma elevação nos percentuais de detecção do GSH pois os distúrbios gerados pela técnica distorcem a forma de onda da tensão instantânea, contribuindo para a detecção do evento pelo GSH por meio da função 81 U/O.

Por fim, a adoção de ajustes iguais para ambas as GDs resulta em percentuais de detecção de ilhamento superiores. Isso ocorre devido à detecção quase simultânea da maioria das simulações de ilhamento por ambas as GDs. Isso reduz a quantidade de simulações em que há a desconexão isolada de um único gerador distribuído, o que evita a redução significativa dos níveis de tensão, não acionando o bloqueio das proteções de frequência por subtensão. Entretanto, é importante ressaltar que nem sempre um gerador síncrono vai estar munido com os mesmos ajustes do inversor por causa de limitações mecânicas da sua turbina.

Capítulo 6

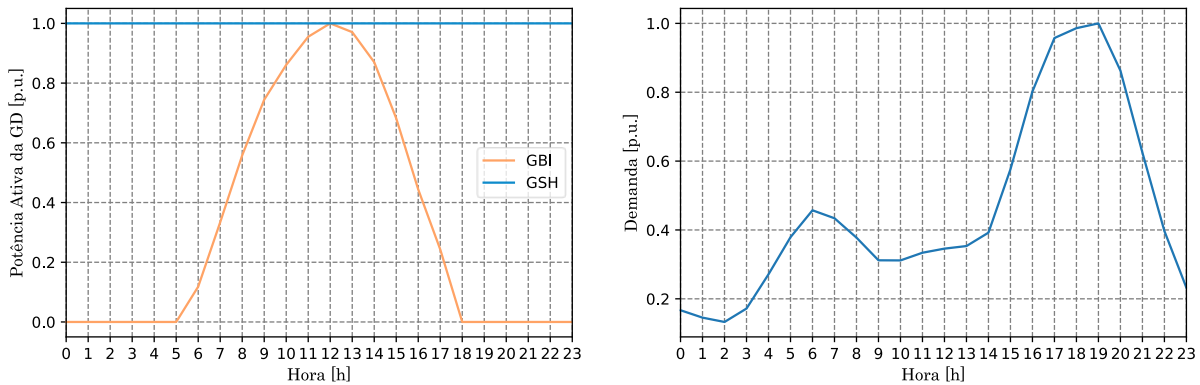
Análise de Risco de Ilhamento Não Intencional

Até o momento desta dissertação, todas as ZNDs obtidas foram calculadas fixando a potência ativa do inversor fotovoltaico em 1,0 p.u. No entanto, é conhecido que a geração solar é caracterizada por sua intermitência, tornando necessário verificar se as ZNDs obtidas para ilhas que possuem ambas as gerações distribuídas são válidas para diferentes condições operacionais desta geração. Portanto, o objetivo deste capítulo é validar a ZND para outros cenários operativos por meio de uma análise de risco de ilhamento não intencional. Nesse sentido, inicialmente são definidas as curvas de geração do GBI e do GSH ao longo de um dia, assim como a curva de demanda das cargas do sistema estudado para o mesmo período. Em seguida, com base nessas curvas, é realizada a análise de risco utilizando a metodologia descrita no Capítulo 3.

6.1 Definição das curvas de geração e de demanda das cargas

A Figura 6.1 mostra o perfil de geração do GBI e GSH considerado também a demanda de todas as cargas do sistema em p.u. Destaca-se aqui que na curva de demanda, a potência base varia conforme está indicado na Tabela 3.7. Por exemplo, para a carga conectada ao barramento número 2, 0,7 p.u. significa que a demanda ativa e reativa desta carga é, respectivamente, $0,7 \cdot 10,20 = 7,14$ MW e $0,7 \cdot 6,32 = 4,424$ Mvar.

Raciocínio análogo é aplicado para as demais cargas do sistema e para os demais horários e assim o fator de potência de todas as cargas é mantido em 0,85 indutivo.



(a) Curvas de geração de ambas as GDs

(b) Curva de demanda das cargas do sistema

Figura 6.1 - Curvas de geração e demanda. Fonte: O Autor.

6.2 Considerações preliminares para o cálculo de risco

Para o cálculo de risco de ilhamento, faz-se o uso de um gráfico em que cinco conjuntos de pontos distintos são mostrados, a saber:

- Desbalanços de potência nos pontos de ilhamento para cada hora do dia obtidas no ATP variando a geração e demanda das cargas conforme a Figura 6.1. Tal característica é representada nas figuras por um quadrado com coloração azul claro para CH1 (■) e coloração bege para CH2 (▤);
- Pontos de ZND obtidas nas simulações feitas do Capítulo 5. Tal característica é representada nas figuras por uma bola com coloração vermelha (●);
- Pontos em que a simulação de ilhamento do Capítulo 5 foram detectados. Tal característica é representada nas figuras por uma bola com coloração azul escuro (●);
- Desbalanços de potência nos pontos de ilhamento que fazem parte da ZND. Tal característica é representada nas figuras por um quadrado oco (□).

É considerado que um desbalanço de potência em CH1 ou CH2 faz parte da ZND se o ponto $(\Delta P, \Delta Q)$ estiver mais próximo de um ponto da ZND (●) do que de um ponto que não pertence à ZND (●). Para isso, pode-se calcular a distância entre pontos para verificar se o ponto $(\Delta P, \Delta Q)$ está mais próximo de um ponto que faz parte da ZND ou

não. Ademais, é feita também a comparação dos resultados considerando o uso das ZNDs obtidas no Capítulo 5 com os resultados obtidos via simulação dinâmica no ATP.

Para a análise de risco, é considerado que para períodos em que há irradiância solar, deve-se analisar o risco de ilhamento para ambas as tecnologias de geração distribuída. Nesse caso, as ZND a serem consideradas para o cálculo de risco deverão ser as do Capítulo 5, já que essas foram obtidas considerando a presença do GBI e GSH no sistema ilhado. Já para períodos em que não há irradiância solar, o inversor encontra-se desligado e por isso não tem condições de sustentar uma ilha. Por causa disso, para esses períodos é necessário considerar apenas as ZNDs dos GSH, que estão apresentadas na Figura 6.2.

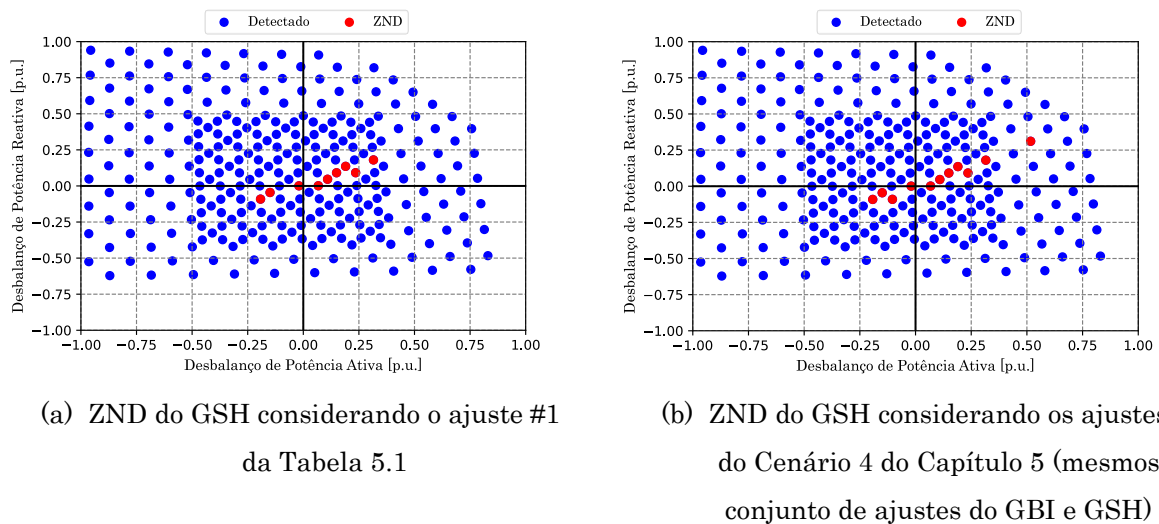


Figura 6.2 – ZNDs de 2,0 s do GSH estudado para dois ajustes distintos. Fonte: O Autor

Por fim, destaca-se que os percentuais de risco deste estudo refletem a porcentagem de tempo em que o desbalanço de potência no ponto de perda de rede está dentro da ZND. Na prática, o risco de ilhamento é menor do que indicado, pois além do desbalanço de potência situar dentro da ZND, é necessário que haja a abertura de uma chave (perda de rede) para a formação de uma ilha estável.

6.3 Análise de Risco

Para análise de risco, é considerado o sistema da Figura 6.3, em que as ilhas destacadas possuem ambas as tecnologias de GD.

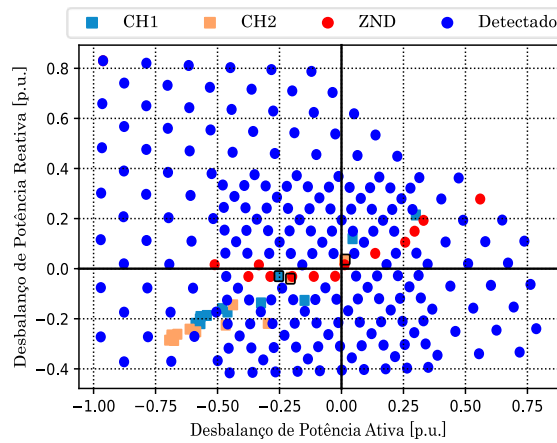


Figura 6.4: ZND do GBI de 1,0 MVA sem técnicas ativas considerando ilha com ambas as topologias de GD. Fonte: O Autor.

Na Figura 6.4, há um desbalanço em CH1 que está mais próximo de um ponto de ZND do que um ponto em que o ilhamento foi detectado, sendo que isso ocorre para o instante $t = 15$ h, enquanto para CH2 há dois desbalanços que estão mais próximos da ZND, que ocorrem para os instantes $t = 16$ h e 17 h. Assim, o risco de o GBI sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{1}{24} = 4,17\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{2}{24} = 8,33\%$. Dessa forma, o risco global do GBI não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GBI} = \frac{1}{24} + \frac{2}{24} - \frac{0}{24} = 12,50\%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que a perda de rede por meio da abertura de CH1 não é detectada pelo GBI no instante $t = 15$ h, enquanto para CH2 o ilhamento não é detectado para os instantes $t = 16$ h e 17 h. Isso significa que os resultados de risco para o GBI via método ZND geraram os mesmos resultados da simulação de transitórios.

Em relação ao gerador síncrono, a Figura 6.5 mostra a ZND do GSH em períodos com irradiância, que é a situação em que o GBI está ligado sem técnica ativa, e para períodos sem irradiância, em que é considerado que o inversor está desligado e por isso a ZND a ser considerada para esses momentos é somente a do GSH. Ademais, a Figura 6.5 também mostra os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

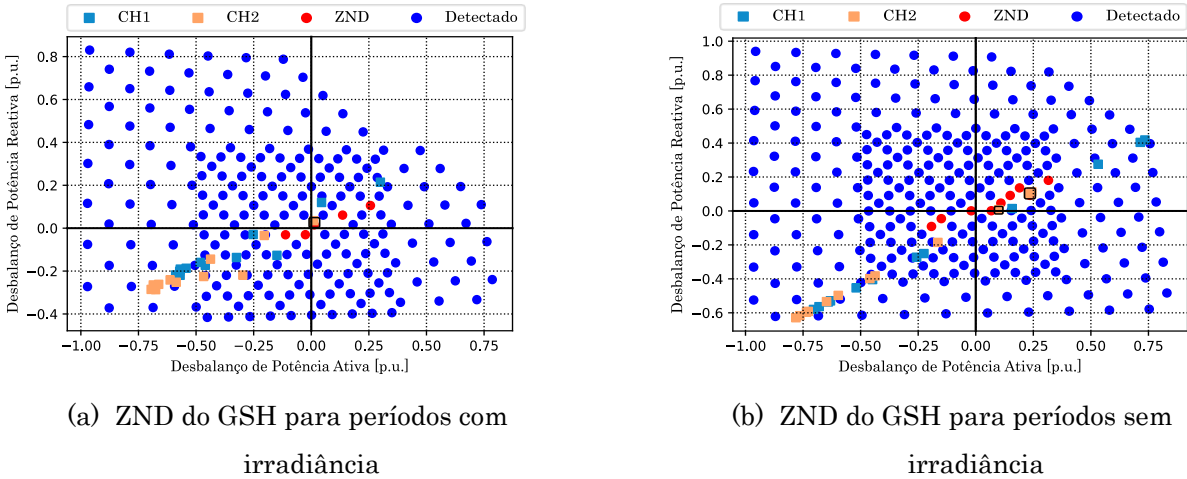


Figura 6.5: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 1,0 MVA sem técnicas passivas e para períodos sem irradiância. Fonte: O Autor.

Considerando o cálculo de risco para o GSH por meio das ZNDs obtidas, para CH1 não há desbalanços que fazem parte da ZND. Para CH2, há um desbalanço no instante $t = 17$ h que faz parte da ZND na Figura 6.5a, enquanto para a Figura 6.5b há três desbalanços para os instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h que fazem parte da ZND. Dessa forma, o risco de o GSH sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{0}{24} = 0,00\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{4}{24} = 16,67\%$. Portanto, o risco global do GSH não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GSH} = \frac{0}{24} + \frac{4}{24} - \frac{0}{24} = 16,67\%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GSH detecta a perda de rede por meio da abertura de CH1 para todos os instantes, resultando em um risco de 0% do gerador síncrono sustentar a Ilha 1. Já para a perda de rede por meio da abertura de CH2, foi observado que o GSH não detecta o ilhamento para os instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h, o que significa um risco de 12,50%. Portanto, a análise de risco via ZND gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1, mas para a Ilha 2 houve uma diferença percentual de 4,17% no risco.

6.3.1.2 GBI com técnica ativa GEFS

A Figura 6.6 mostra a ZND do GBI sem técnicas ativas considerando a presença do GSH com os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

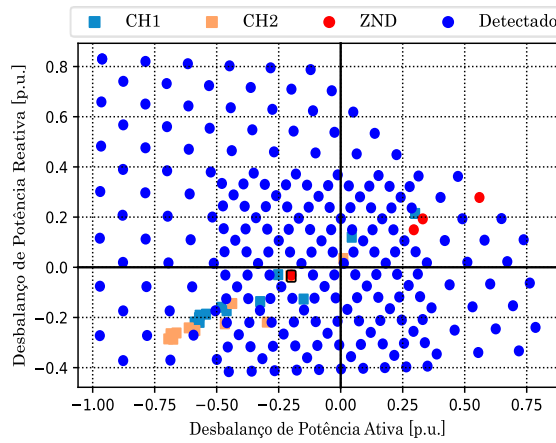


Figura 6.6: ZND do GBI de 1,0 MVA com técnicas ativa GEFS considerando ilha com ambas as topologias de GD. Fonte: O Autor.

Na Figura 6.4, não há desbalanço em CH1 que está na ZND, enquanto para CH2 há um desbalanço no instante $t = 16$ h que está dentro da ZND. Assim, o risco de o GBI sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{0}{24} = 0,00\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{1}{24} = 4,17\%$. Dessa forma, o risco global do GBI não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GBI} = \frac{0}{24} + \frac{1}{24} - \frac{0}{24} = 4,17 \%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GBI detecta a perda de rede, seja por meio de CH1 ou CH2, para todos os instantes, resultando em percentuais nulos do inversor sustentar a Ilha 1 e Ilha 2. Portanto, a análise de risco via ZND gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1, mas para a Ilha 2 houve uma diferença percentual de 4,17% no risco.

Em relação ao gerador síncrono, a Figura 6.7 mostra a ZND do GSH em períodos com irradiância, que é a situação em que o GBI está ligado com técnica ativa GEFS, e para períodos sem irradiância, em que é considerado que o inversor está desligado e por isso a ZND a ser considerada para esses momentos é somente a do GSH. Ademais, a Figura 6.7 também mostra os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

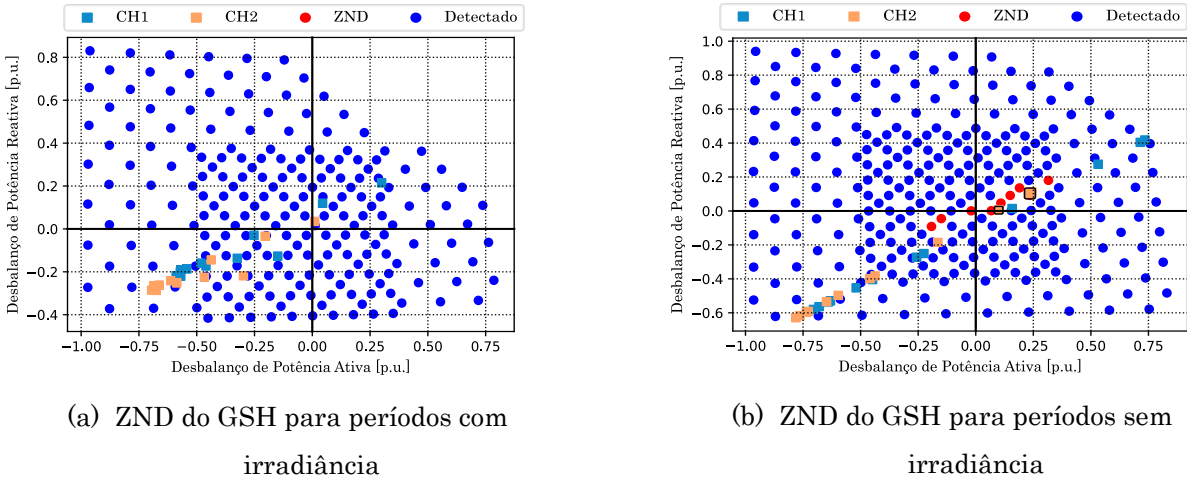


Figura 6.7: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 1,0 MVA com técnica ativa GEFS e para períodos sem irradiância. Fonte: O Autor.

Considerando o cálculo de risco para o GSH por meio das ZNDs obtidas, para CH1 não há desbalanços que fazem parte da ZND. Para CH2, há três desbalanços de potência que fazem parte da ZND na Figura 6.7b nos instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h. Destaca-se ainda que na Figura 6.7a não há ZND para o GSH. Dessa forma, o risco de o GSH sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{0}{24} = 0,00\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{3}{24} = 12,50\%$. Dessa forma, o risco global do GSH não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GSH} = \frac{0}{24} + \frac{3}{24} - \frac{0}{24} = 12,50\%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GSH detecta a perda de rede por meio da abertura de CH1 para todos os instantes, resultando em um risco de 0,00% do gerador síncrono sustentar a Ilha 1. Já para a perda de rede por meio da abertura de CH2, foi observado que o GSH não detecta o ilhamento para os instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h, o que significa um risco de 12,50%. Portanto, a análise de risco via ZND gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1 e Ilha 2.

6.3.1.3 GBI com técnica ativa GEVS

A Figura 6.8 mostra a ZND do GBI com técnica ativa GEVS considerando a presença do GSH com os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

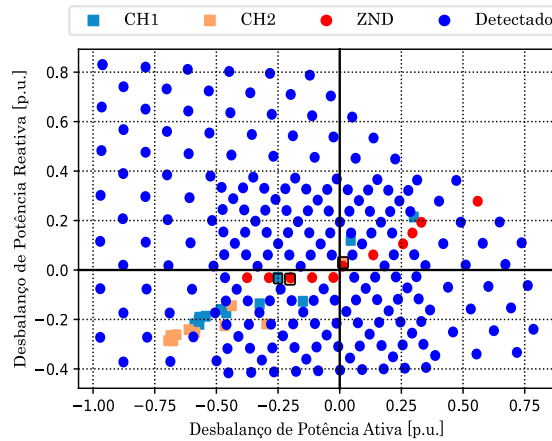


Figura 6.8: ZND do GBI de 1,0 MVA com técnica ativa GEVS considerando ilha com ambas as topologias de GD. Fonte: O Autor.

Na Figura 6.8, há um desbalanço em CH1 que está mais próximo de um ponto de ZND do que um ponto em que o ilhamento é detectado, sendo que isso ocorre para o instante $t = 15$ h, enquanto para CH2 há dois desbalanços que estão mais próximos da ZND, que ocorrem para os instantes $t = 16$ h e 17 h. Assim, o risco de o GBI sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{1}{24} = 4,17\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{2}{24} = 8,33\%$. Dessa forma, o risco global do GBI não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GBI} = \frac{1}{24} + \frac{2}{24} - \frac{0}{24} = 12,50 \%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que a perda de rede por meio da abertura de CH1 não é detectada pelo GBI no instante $t = 17$ h, enquanto para CH2 o ilhamento também não é detectado para o instante $t = 17$ h. Assim, o inversor falharia em detectar a Ilha 1 ou Ilha 2 no mesmo instante e por isso o risco global do GBI não detectar a perda de rede considerando a simulação dinâmica no ATP é:

$$P_{global,GBI}^{(ATP)} = \frac{1}{24} + \frac{1}{24} - \frac{1}{24} = 4,17 \%$$

Isso significa que os resultados de risco para o GBI via método ZND geraram resultados mais conservadores do que os resultados via simulação transitória, pois há uma divergência no risco global de 8,33%.

Em relação ao gerador síncrono, a Figura 6.9 mostra a ZND do GSH em períodos com irradiância, que é a situação em que o GBI está ligado com técnica ativa GEVS, e para períodos sem irradiância, em que é considerado que o inversor está desligado e por

isso a ZND a ser considerada para esses momentos é somente a do GSH. Ademais, a Figura 6.9 também mostra os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

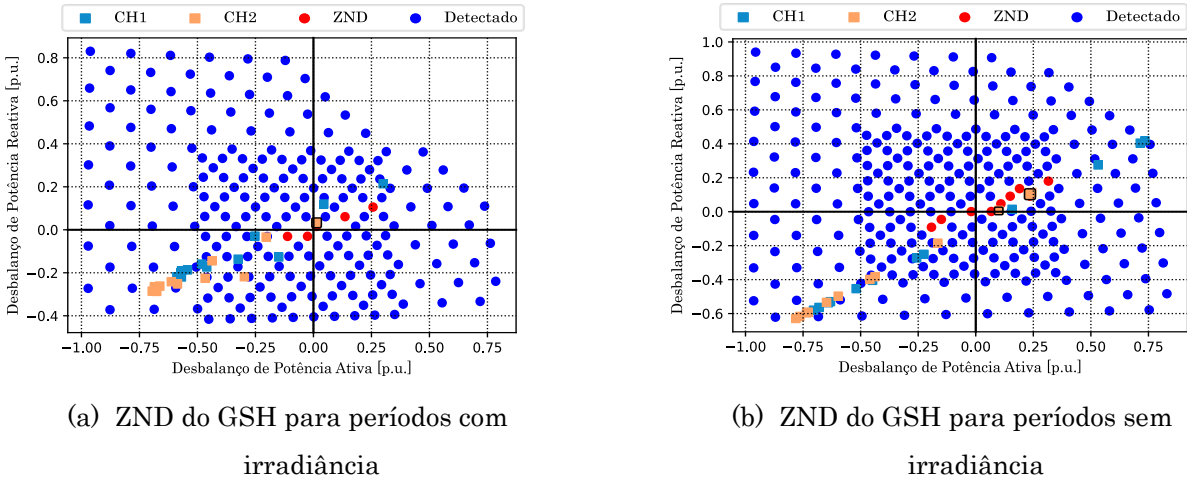


Figura 6.9: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 1,0 MVA com técnica ativa GEVS e para períodos sem irradiância. Fonte: O Autor.

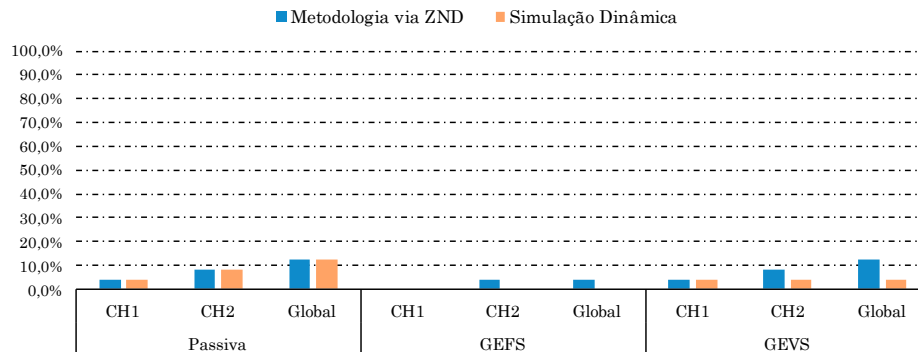
Considerando o cálculo de risco para o GSH por meio das ZNDs obtidas, para CH1 não há desbalanços que fazem parte da ZND. Para CH2, há um desbalanço no instante $t = 17$ h que faz parte da ZND na Figura 6.9a, enquanto para a Figura 6.9b há três desbalanços para os instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h que fazem parte da ZND. Dessa forma, o risco de o GSH sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{0}{24} = 0,00\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{4}{24} = 16,67\%$. Dessa forma, o risco global do GSH não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GSH} = \frac{0}{24} + \frac{4}{24} - \frac{0}{24} = 16,67\%$$

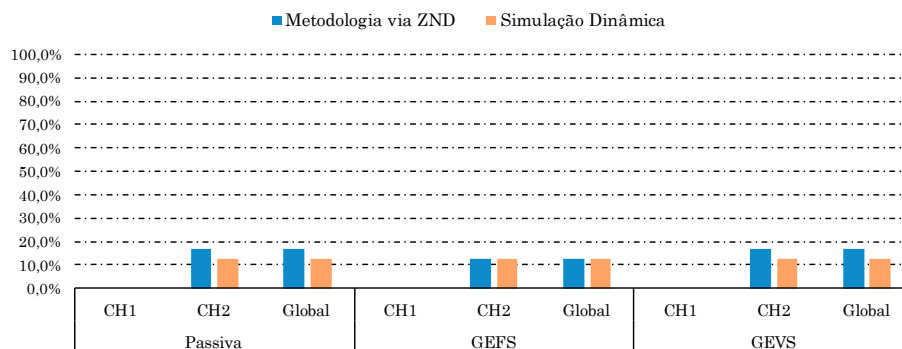
Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GSH detecta a perda de rede por meio da abertura de CH1 para todos os instantes, resultando em um risco de 0,00% do gerador síncrono sustentar a Ilha 1. Já para a perda de rede por meio da abertura de CH2, foi observado que o GSH não detecta o ilhamento para os instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h, o que significa um risco de 12,50%. Portanto, a análise de risco via ZND gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1, mas para a Ilha 2 houve uma diferença percentual de 4,17% no risco.

6.3.1.4 Comparação dos Resultados

A Figura 6.10 mostra a comparação dos resultados de risco obtidos para o GBI e GSH considerando a metodologia que emprega a ZND e a simulação dinâmica no ATP.



(a) Comparação dos riscos para o GBI



(b) Comparação dos riscos para o GSH

Figura 6.10: Comparação dos riscos obtidos por meio da metodologia via ZND e simulações dinâmicas no ATP para o GSH e GBI de 1,0 MVA quando ambos as GDs estão com um conjunto de ajustes distintos. Fonte: O Autor.

A Figura 6.10 mostra que a maior divergência entre as metodologias foi de apenas 8,33% quando o GBI estava munido com a técnica ativa GEVS. Nesse caso, a metodologia de cálculo de risco via ZND, que é mais simplificada do que a simulação de transitórios no ATP, apresentou um resultado mais conservador. Isso acontece, pois, a ZND do Capítulo 5 foi obtida fixando a potência ativa das GDs em 1,0 p.u., mas nesse capítulo é avaliado a detecção de ilhamento quando o GBI injeta um nível de potência ativa menor. Isso faz com que as condições iniciais, pré-evento, sejam diferentes e por isso a resposta transitória do sistema ilhado é diferente, podendo fazer com que um caso de ilhamento seja detectado ou não.

6.3.2 GBI de 2,0 MVA e GSH 1,562 MVA com ajustes distintos

Essa seção analisa o risco de falha na detecção de perda de rede em um GBI de 2,0 MVA e do GSH de 1,562 MVA em que os geradores estão com as proteções passivas ajustadas conforme a Tabela 5.1. Ainda são considerados os casos em que o inversor está munido com somente técnicas passivas e com técnicas ativas GEFS ou GEVS.

6.3.2.1 GBI sem técnicas ativas

A Figura 6.11 mostra a ZND do GBI sem técnicas ativas considerando a presença do GSH com os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

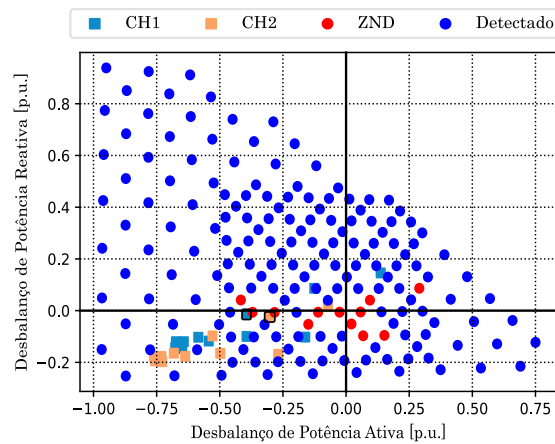


Figura 6.11 - ZND do GBI de 2,0 MVA sem técnicas ativas considerando ilha com ambas as topologias de GD. Fonte: O Autor.

Na Figura 6.11, há um desbalanço em CH1 que está mais próximo de um ponto de ZND do que um ponto em que o ilhamento foi detectado, sendo que isso ocorre para o instante $t = 15$ h, enquanto para CH2 também há um desbalanço que está mais próximo da ZND no instante $t = 16$ h. Assim, o risco de o GBI sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{1}{24} = 4,17\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{1}{24} = 4,17\%$. Dessa forma, o risco global do GBI não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GBI} = \frac{1}{24} + \frac{1}{24} - \frac{0}{24} = 8,33\%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que a perda de rede por meio da abertura de CH1 não é detectada pelo GBI no instante $t = 15$ h, enquanto para CH2 o ilhamento é detectado para todos os instantes. Isso significa que os resultados de risco para o GBI via método ZND geraram os mesmos resultados da simulação de

transitórios para Ilha 1, mas para a Ilha 2 o risco por meio da ZND apresentou um resultado mais conservador em 4,17%.

Em relação ao gerador síncrono, a Figura 6.12 mostra a ZND do GSH em períodos com irradiância, que é a situação em que o GBI está ligado sem técnica ativa, e para períodos sem irradiância, em que é considerado que o inversor está desligado e por isso a ZND a ser considerada para esses momentos é somente a do GSH. Ademais, a Figura 6.12 também mostra os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

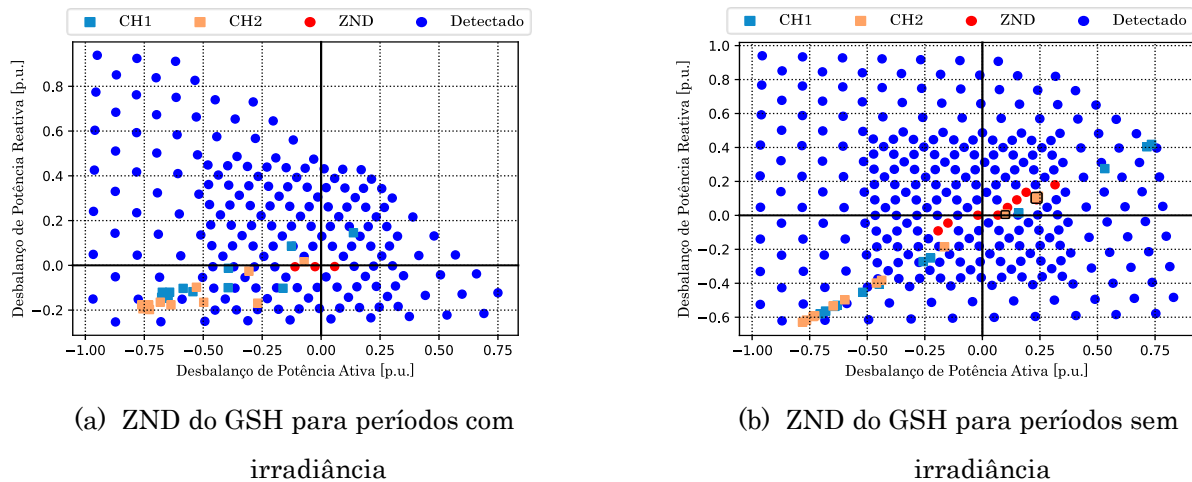


Figura 6.12 - ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 2,0 MVA sem técnicas passivas e para períodos sem irradiância. Fonte: O Autor.

Considerando o cálculo de risco para o GSH por meio das ZNDs obtidas, para CH1 não há desbalanços da ZND, enquanto para CH2 há três desbalanços na Figura 6.12b que fazem parte da ZND nos instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h. Dessa forma, o risco de o GSH sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{0}{24} = 0,00\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{3}{24} = 12,50\%$. Dessa forma, o risco global do GSH não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GSH} = \frac{0}{24} + \frac{3}{24} - \frac{0}{24} = 12,50 \%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GSH detecta a perda de rede por meio da abertura de CH1 para todos os instantes, resultando em um risco de 0,00% do gerador síncrono sustentar a Ilha 1. Já para a perda de rede por meio da abertura de CH2, foi observado que o GSH não detecta o ilhamento para os instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h, o que significa um risco de 12,50%. Portanto, a análise de risco via ZND para o GSH gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para as duas ilhas.

6.3.2.2 GBI com técnica ativa GEFS

A Figura 6.13 mostra a ZND do GBI sem técnicas ativas considerando a presença do GSH com os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

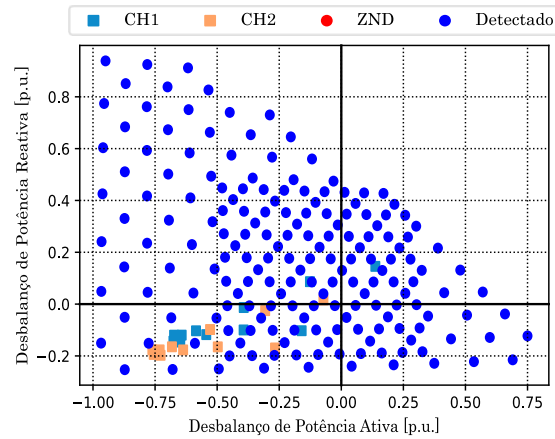


Figura 6.13: ZND do GBI de 2,0 MVA com técnicas ativas GEFS considerando ilha com ambas as topologias de GD. Fonte: O Autor.

Na Figura 6.13, como não há ZND, então o risco de o GBI sustentar uma das ilhas é zero. Dessa forma, o risco global do GBI não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas também é 0%, conforme o equacionamento abaixo:

$$P_{global,GBI} = \frac{0}{24} + \frac{0}{24} - \frac{0}{24} = 0,00 \%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GBI detecta a perda de rede, seja por meio de CH1 ou CH2, para todos os instantes, resultando em percentuais nulos do inversor sustentar a Ilha 1 e Ilha 2. Portanto, a análise de risco via ZND para o GBI gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1 e Ilha 2.

Em relação ao gerador síncrono, a Figura 6.14 mostra a ZND do GSH em períodos com irradiância, que é a situação em que o GBI está ligado com técnica ativa GEFS, e para períodos sem irradiância, em que é considerado que o inversor está desligado e por isso a ZND a ser considerada para esses momentos é somente a do GSH. Ademais, a Figura 6.14 também mostra os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

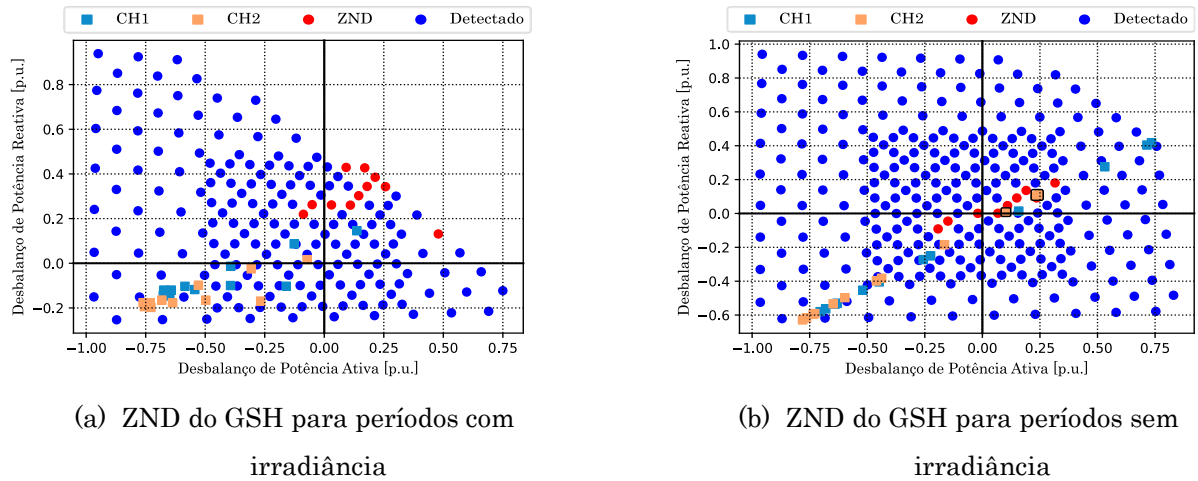


Figura 6.14: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 2,0 MVA com técnica ativa GEFS e para períodos sem irradiância. Fonte: O Autor.

Considerando o cálculo de risco para o GSH por meio das ZNDs obtidas, para CH1 não há desbalanços que fazem parte da ZND. Para CH2, há três desbalanços de potência que fazem parte da ZND na Figura 6.14b nos instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h. Destaca-se ainda que na Figura 6.14a não há ZND para o GSH. Dessa forma, o risco de o GSH sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{0}{24} = 0,00\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{3}{24} = 12,50\%$. Dessa forma, o risco global do GSH não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GSH} = \frac{0}{24} + \frac{3}{24} - \frac{0}{24} = 12,50 \%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GSH detecta a perda de rede por meio da abertura de CH1 para todos os instantes, resultando em um risco de 0% do gerador síncrono sustentar a Ilha 1. Já para a perda de rede por meio da abertura de CH2, foi observado que o GSH não detecta o ilhamento para os instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h, o que significa um risco de 12,50%. Portanto, a análise de risco via ZND gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1 e Ilha 2.

6.3.2.3 GBI com técnica ativa GEVS

A Figura 6.15 mostra a ZND do GBI com técnica ativa GEVS considerando a presença do GSH com os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

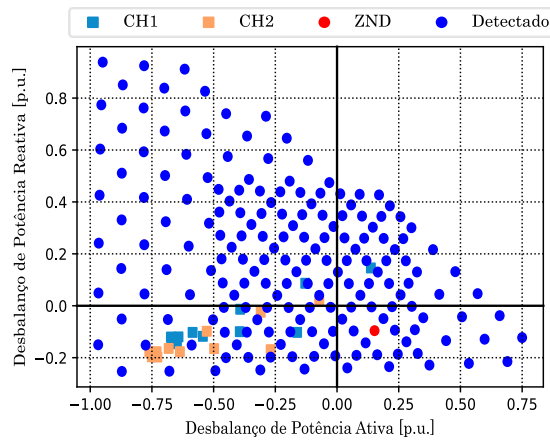


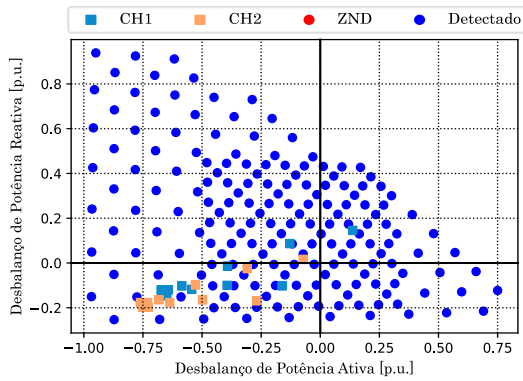
Figura 6.15: ZND do GBI de 2,0 MVA com técnica ativa GEVS considerando ilha com ambas as topologias de GD. Fonte: O Autor.

Na Figura 6.15, os desbalanços de potência em CH1 e CH2 estão mais próximos de pontos cuja perda de rede foi detectada e por isso o risco de o GBI sustentar a Ilha 1 e Ilha 2 é de 0%. Dessa forma, o risco global do GBI não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas também é 0%, conforme o equacionamento abaixo:

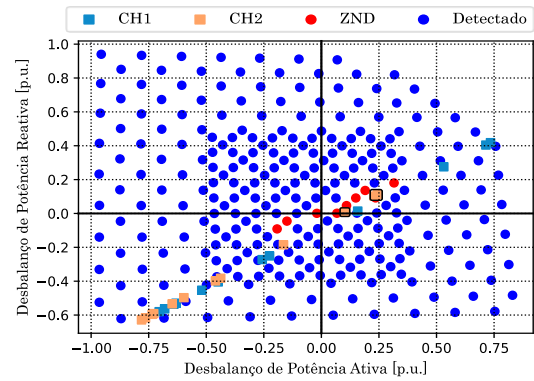
$$P_{global,GBI} = \frac{0}{24} + \frac{0}{24} - \frac{0}{24} = 0,00 \%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GBI detecta a perda de rede, seja por meio de CH1 ou CH2, para todos os instantes, resultando em percentuais nulos do inversor sustentar a Ilha 1 e Ilha 2. Portanto, a análise de risco via ZND para o GBI gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1 e Ilha 2.

Em relação ao gerador síncrono, a Figura 6.16 mostra a ZND do GSH em períodos com irradiância, que é a situação em que o GBI está ligado com técnica ativa GEVS, e para períodos sem irradiância, em que é considerado que o inversor está desligado e por isso a ZND a ser considerada para esses momentos é somente a do GSH. Ademais, a Figura 6.16 também mostra os desbalanços de potência em CH1 e CH2.



(c) ZND do GSH para períodos com irradiância



(d) ZND do GSH para períodos sem irradiância

Figura 6.16: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 2,0 MVA com técnica ativa GEVS e para períodos sem irradiância. Fonte: O Autor.

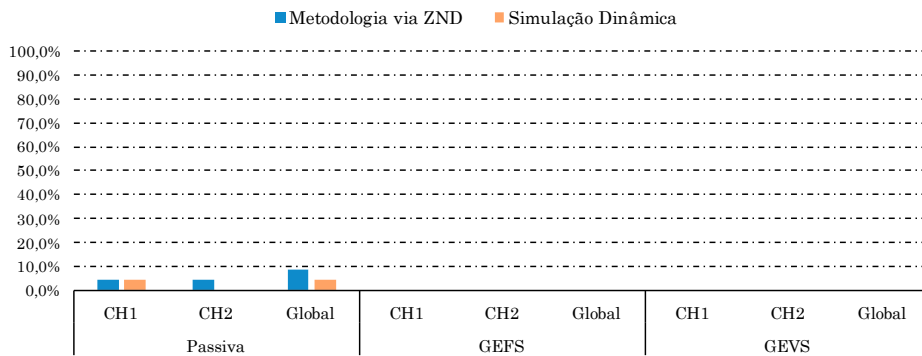
Considerando o cálculo de risco para o GSH por meio das ZNDs obtidas, para CH1 não há desbalanços que fazem parte da ZND. Para CH2, há três desbalanços de potência que fazem parte da ZND na Figura 6.14b nos instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h. Destaca-se ainda que na Figura 6.14a não há ZND para o GSH. Dessa forma, o risco de o GSH sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{0}{24} = 0,00\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{3}{24} = 12,50\%$. Dessa forma, o risco global do GSH não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GSH} = \frac{0}{24} + \frac{3}{24} - \frac{0}{24} = 12,50 \%$$

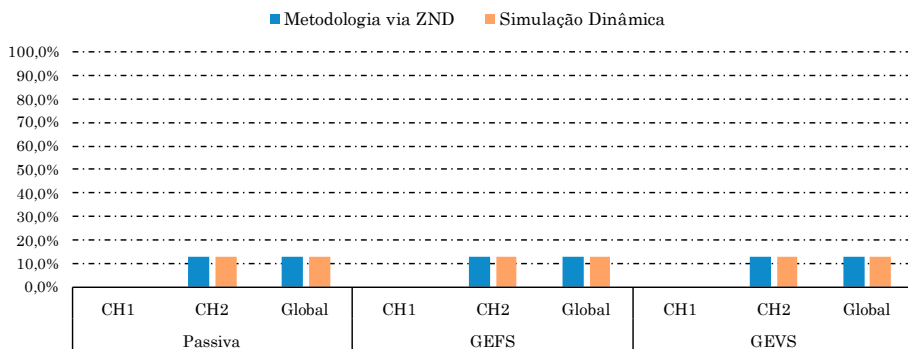
Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GSH detecta a perda de rede por meio da abertura de CH1 para todos os instantes, resultando em um risco de 0% do gerador síncrono sustentar a Ilha 1. Já para a perda de rede por meio da abertura de CH2, foi observado que o GSH não detecta o ilhamento para os instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h, o que significa um risco de 12,50%. Portanto, a análise de risco via ZND gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1 e Ilha 2.

6.3.2.4 Comparação dos Resultados

A Figura 6.17 mostra a comparação dos resultados de risco obtidos para o GBI e GSH considerando a metodologia que emprega a ZND e a simulação dinâmica no ATP. Nesse caso, observa-se para o GSH que ambas as metodologias apresentaram os mesmos percentuais de risco. Entretanto, para o GBI, houve divergência de no máximo 4,17% entre os métodos quando esse gerador estava munido com apenas técnicas passivas.



(a) Comparação dos riscos para o GBI



(b) Comparação dos riscos para o GSH

Figura 6.17: Comparação dos riscos obtidos por meio da metodologia via ZND e simulações dinâmicas no ATP para o GSH e GBI de 2,0 MVA quando ambos as GDs estão com um conjunto de ajustes distintos. Fonte: O Autor.

6.3.3 GBI de 1,0 MVA e GSH 1,562 MVA com ajustes iguais

Essa seção analisa o risco de falha na detecção de perda de rede em um GBI de 1,0 MVA e do GSH de 1,562 MVA em que os geradores estão com o mesmo conjunto de ajuste das proteções passivas, conforme o Cenário 4 do Capítulo 5. Ainda são considerados os casos em que o inversor está munido com somente técnicas passivas e com técnicas ativas GEFS ou GEVS.

6.3.3.1 GBI sem técnicas ativas

A Figura 6.18 mostra a ZND do GBI sem técnicas ativas considerando a presença do GSH com os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

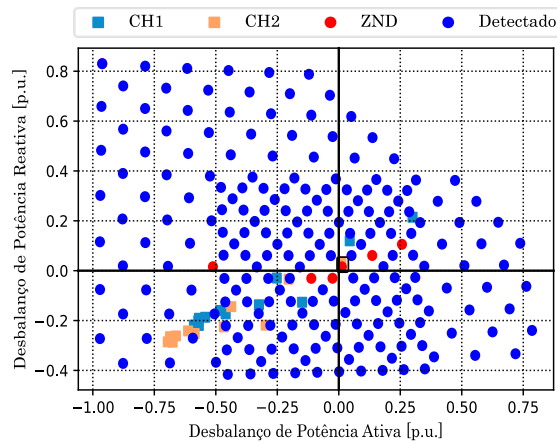


Figura 6.18: ZND do GBI de 1,0 MVA sem técnicas ativas considerando ilha com ambas as topologias de GD em que os geradores estão com os mesmos ajustes. Fonte: O Autor.

Na Figura 6.18, não há desbalanço em CH1 que esteja próximo de um ponto de ZND e por isso não há risco de o GBI sustentar a Ilha 1. Por outro lado, para CH2 há um desbalanço para $t = 17$ h que está próximo de um ponto de ZND. Assim, o risco de o GBI sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{0}{24} = 0,00\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{1}{24} = 4,17\%$. Dessa forma, o risco global do GBI não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GBI} = \frac{0}{24} + \frac{1}{24} - \frac{0}{24} = 4,17 \%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GBI detectou a perda de rede por meio abertura de CH1 para todos os instantes simulados, enquanto para a CH2 o ilhamento não foi detectado para $t = 17$ h. Isso significa que os resultados de risco para o GBI via método ZND geraram os mesmos resultados da simulação de transitórios.

Em relação ao gerador síncrono, a Figura 6.19 mostra a ZND do GSH em períodos com irradiância, que é a situação em que o GBI está ligado sem técnica ativa, e para períodos sem irradiância, em que é considerado que o inversor está desligado e por isso a ZND a ser considerada para esses momentos é somente a do GSH. Ademais, a Figura 6.19 também mostra os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

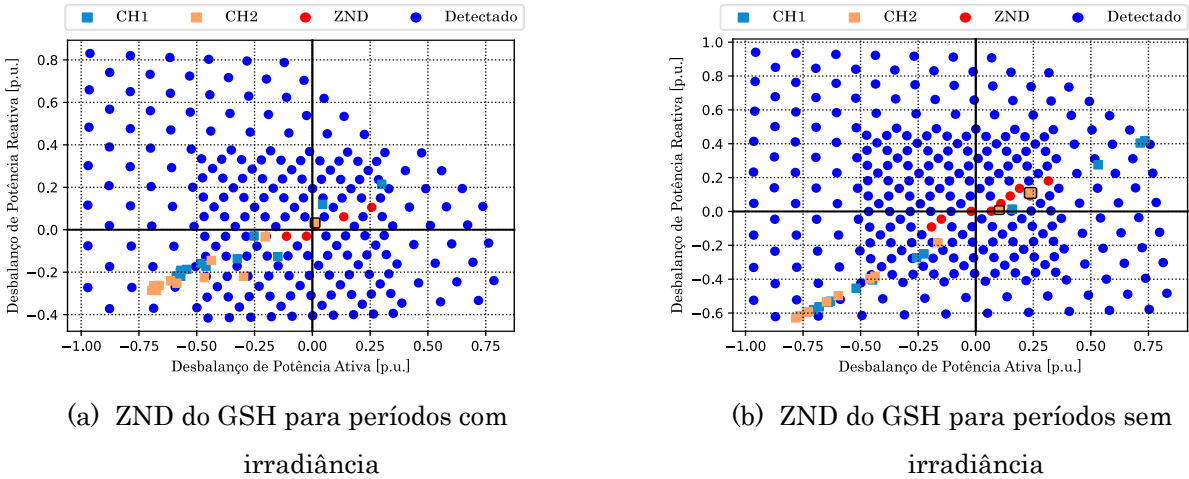


Figura 6.19: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 1,0 MVA sem técnicas passivas e para períodos sem irradiância em que os geradores estão com os mesmos ajustes.

Fonte: O Autor.

Considerando o cálculo de risco para o GSH por meio das ZNDs obtidas, para CH1 não há desbalanços que fazem parte da ZND. Para CH2, há um desbalanço no instante $t = 17$ h que faz parte da ZND na Figura 6.19a, enquanto para a Figura 6.19b há três desbalanços para os instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h que fazem parte da ZND. Dessa forma, o risco de o GSH sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{0}{24} = 0,00\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{4}{24} = 12,50\%$. Dessa forma, o risco global do GSH não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GSH} = \frac{0}{24} + \frac{4}{24} - \frac{0}{24} = 16,67\%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GSH detecta a perda de rede por meio da abertura de CH1 para todos os instantes, resultando em um risco de 0% do gerador síncrono sustentar a Ilha 1. Já para a perda de rede por meio da abertura de CH2, foi observado que o GSH não detecta o ilhamento para os instantes $t = 17$, 18 h, 19 h e 20 h, o que significa um risco de 16,67%. Portanto, a análise de risco via ZND gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1 e Ilha 2.

6.3.3.2 GBI com técnica ativa GEFS

A Figura 6.20 mostra a ZND do GBI sem técnicas ativas considerando a presença do GSH com os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

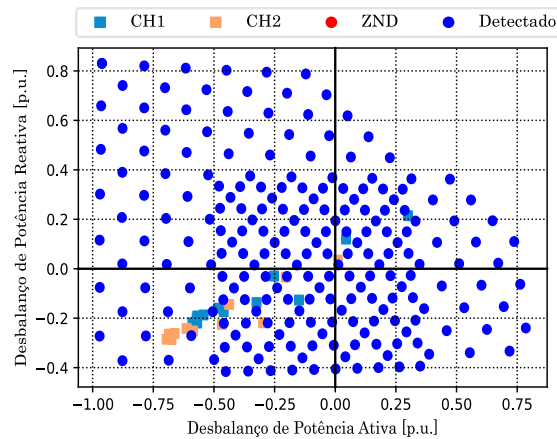


Figura 6.20: ZND do GBI de 1,0 MVA com técnicas ativa GEFS considerando ilha com ambas as topologias de GD em que os geradores estão com os mesmos ajustes. Fonte: O Autor.

Na Figura 6.20, como não há ZND, então o risco de o GBI sustentar uma das ilhas é zero. Dessa forma, o risco global do GBI não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas também é 0,00%, conforme o equacionamento abaixo:

$$P_{global,GBI} = \frac{0}{24} + \frac{0}{24} - \frac{0}{24} = 0,00 \%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GBI detecta a perda de rede, seja por meio de CH1 ou CH2, para todos os instantes, resultando em percentuais nulos do inversor sustentar a Ilha 1 e Ilha 2. Portanto, a análise de risco via ZND para o GBI gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1 e Ilha 2.

Em relação ao gerador síncrono, a Figura 6.21 mostra a ZND do GSH em períodos com irradiância, que é a situação em que o GBI está ligado com técnica ativa GEFS, e para períodos sem irradiância, em que é considerado que o inversor está desligado e por isso a ZND a ser considerada para esses momentos é somente a do GSH. Ademais, a Figura 6.7 também mostra os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

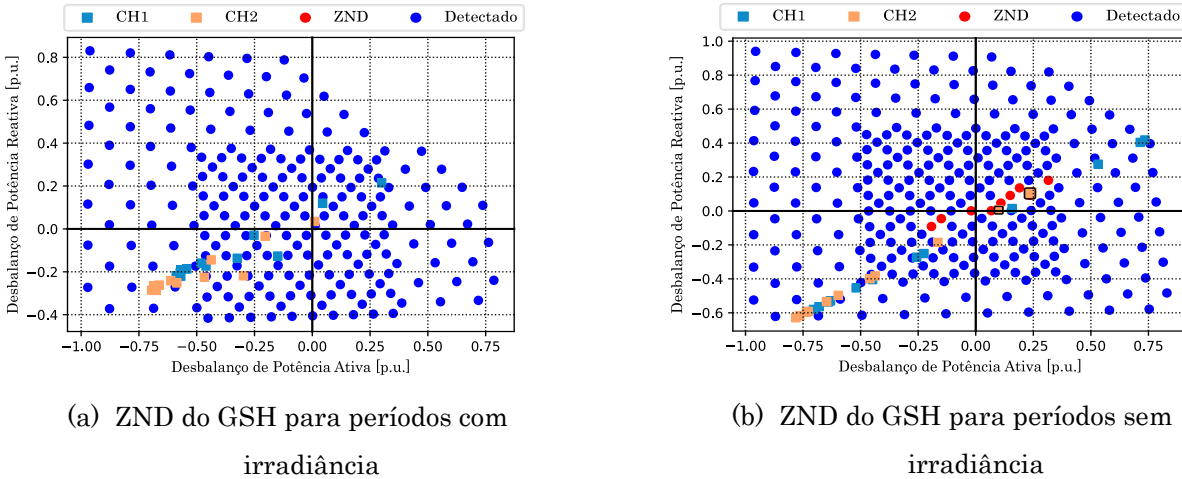


Figura 6.21: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 1,0 MVA com técnica ativa GEFS e para períodos sem irradiância em que os geradores estão com os mesmos ajustes. Fonte: O Autor.

Considerando o cálculo de risco para o GSH por meio das ZNDs obtidas, para CH1 não há desbalanços que fazem parte da ZND. Para CH2, há três desbalanços de potência que fazem parte da ZND na Figura 6.7b nos instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h. Destaca-se ainda que na Figura 6.21a não há ZND para o GSH. Dessa forma, o risco de o GSH sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{0}{24} = 0,00\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{3}{24} = 12,50\%$. Dessa forma, o risco global do GSH não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GSH} = \frac{0}{24} + \frac{3}{24} - \frac{0}{24} = 12,50 \%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GSH detecta a perda de rede por meio da abertura de CH1 para todos os instantes, resultando em um risco de 0,00% do gerador síncrono sustentar a Ilha 1. Já para a perda de rede por meio da abertura de CH2, foi observado que o GSH não detecta o ilhamento para os instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h, o que significa um risco de 12,50%. Portanto, a análise de risco via ZND gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1 e Ilha 2.

6.3.3.3 GBI com técnica ativa GEVS

A Figura 6.22 mostra a ZND do GBI com técnica ativa GEVS considerando a presença do GSH com os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

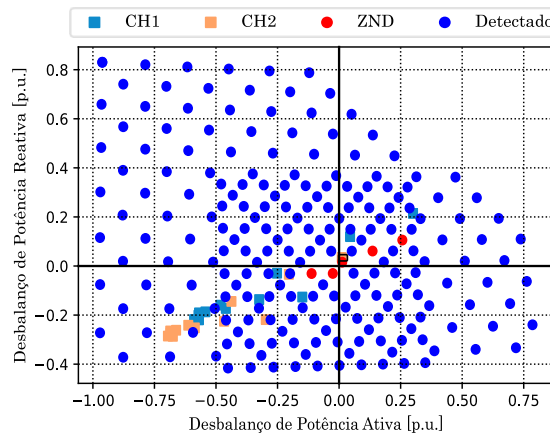


Figura 6.22: ZND do GBI de 1,0 MVA com técnica ativa GEVS considerando ilha com ambas as topologias de GD em que os geradores estão com os mesmos ajustes. Fonte: O Autor.

Na Figura 6.22, não há desbalanço em CH1 que esteja próximo de um ponto de ZND e por isso não há risco de o GBI sustentar a Ilha 1. Por outro lado, para CH2 há um desbalanço para $t = 17$ h que está próximo de um ponto de ZND. Assim, o risco de o GBI sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{0}{24} = 0,00\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{1}{24} = 4,17\%$. Dessa forma, o risco global do GBI não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

$$P_{global,GBI} = \frac{0}{24} + \frac{1}{24} - \frac{0}{24} = 4,17\%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que a perda de rede por meio da abertura de CH1 não é detectada pelo GBI no instante $t = 17$ h, enquanto para CH2 o ilhamento também não é detectado para o instante $t = 17$ h. Portanto, a análise de risco via ZND para o GBI gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1 e Ilha 2.

Em relação ao gerador síncrono, a Figura 6.23 mostra a ZND do GSH em períodos com irradiância, que é a situação em que o GBI está ligado com técnica ativa GEVS, e para períodos sem irradiância, em que é considerado que o inversor está desligado e por isso a ZND a ser considerada para esses momentos é somente a do GSH. Ademais, a Figura 6.23 também mostra os desbalanços de potência em CH1 e CH2.

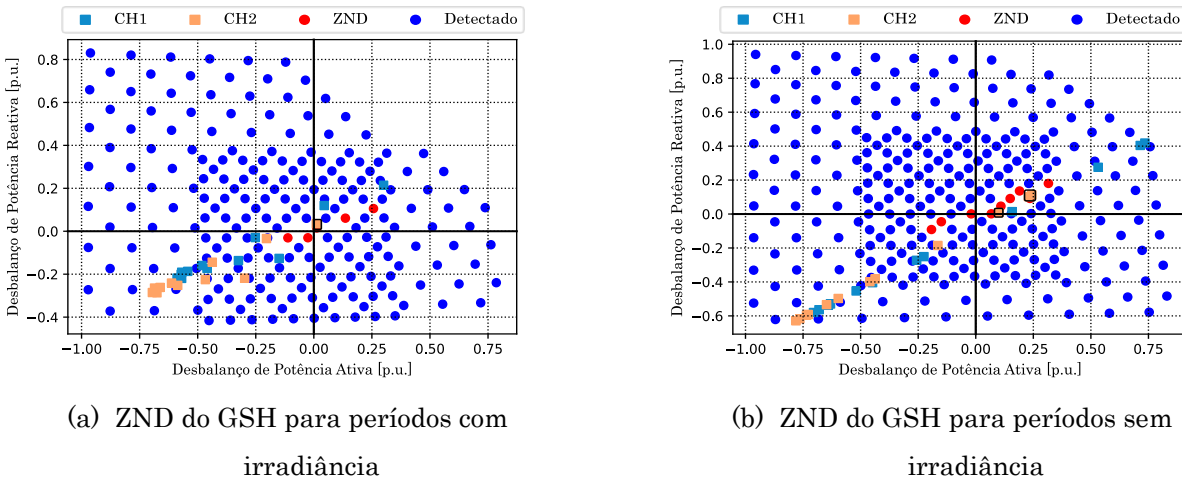


Figura 6.23: ZNDs do GSH para períodos com irradiância com GBI de 1,0 MVA sem técnicas passivas e para períodos sem irradiância em que os geradores estão com os mesmos ajustes.
Fonte: O Autor.

Considerando o cálculo de risco para o GSH por meio das ZNDs obtidas, para CH1 não há desbalanços que fazem parte da ZND. Para CH2, há um desbalanço no instante $t = 17$ h que faz parte da ZND na Figura 6.9a, enquanto para a Figura 6.9b há três desbalanços para os instantes $t = 18$ h, 19 h e 20 h que fazem parte da ZND. Dessa forma, o risco de o GSH sustentar a Ilha 1 é $P_{ilha1} = \frac{0}{24} = 0,00\%$ e para a Ilha 2 é $P_{ilha2} = \frac{4}{24} = 12,50\%$. Dessa forma, o risco global do GSH não detectar a perda de rede considerando as duas ilhas é:

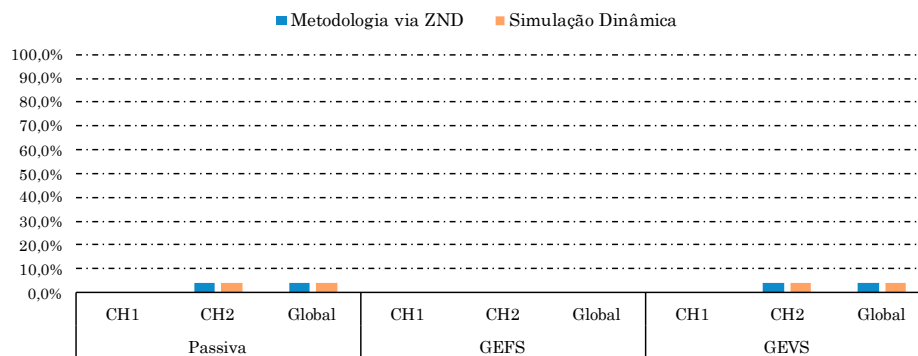
$$P_{global,GSH} = \frac{0}{24} + \frac{4}{24} - \frac{0}{24} = 16,67\%$$

Em termos de simulação dinâmica no ATP, foi constatado que o GSH detecta a perda de rede por meio da abertura de CH1 para todos os instantes, resultando em um risco de 0% do gerador síncrono sustentar a Ilha 1. Já para a perda de rede por meio da abertura de CH2, foi observado que o GSH não detecta o ilhamento para os instantes $t = 17$ h, 18 h, 19 h e 20 h, o que significa um risco de 16,67%. Portanto, a análise de risco via ZND para o GSH gerou o mesmo resultado da simulação dinâmica no ATP para a Ilha 1 e Ilha 2.

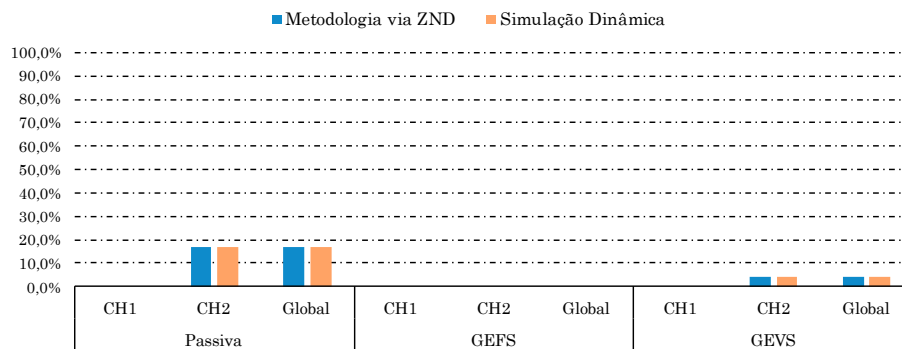
6.3.3.4 Comparação dos Resultados

A Figura 6.24 mostra a comparação dos resultados de risco obtidos para o GBI e GSH considerando a metodologia que emprega a ZND e a simulação dinâmica no ATP. Nesse caso, observa-se que os percentuais de risco obtidos para todas as metodologias

deram iguais, independentemente se alguma técnica ativa estava presente ou não no inversor.



(a) Comparação dos riscos para o GBI



(b) Comparação dos riscos para o GSH

Figura 6.24: Comparação dos riscos obtidos por meio da metodologia via ZND e simulações dinâmicas no ATP para o GSH e GBI de 1,0 MVA quando ambos as GDs estão com um conjunto de ajustes iguais. Fonte: O Autor.

6.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram comparados os resultados de risco de as proteções dos geradores distribuídos falharem em detectar a perda de rede por meio de duas metodologias distintas: uma que requer uma ZND previamente mapeada e outra que utiliza simulações de transitórios no ATP. Destaca-se ainda que 3 cenários diferentes foram avaliados, e que para cada cenário é possível variar a técnica ativa no GBI e avaliar o risco de falha na detecção do ilhamento para o inversor e para o gerador síncrono. Dessa forma, foram avaliados ao todo, nove percentuais de risco para o GBI e nove para o GSH. Os resultados mostram que a maior diferença percentual entre os métodos foi de 8,33% para o GBI. Isso sugere que se um engenheiro de proteção tiver a

ZND de um gerador previamente mapeada, é possível utilizá-la para o cálculo de risco de ilhamento, pois nesse caso, é necessário ter o conhecimento apenas do desbalanço de potência na chave no ponto de perda de rede. Tal desbalanço pode ser obtido de maneira rápida por meio de *softwares* que realizam o cálculo do *Load Flow* do sistema, como por exemplo o OpenDSS, evitando a necessidade de usar um *software* de transitórios, como o ATP.

Por fim, ressalta-se aqui que os percentuais de risco obtidos nesse capítulo dizem respeito ao percentual do tempo em que o desbalanço de potência no ponto de ilhamento está dentro da ZND. Assim, na prática, o risco de falha na detecção de perda de rede é menor do que os resultados obtidos no capítulo, pois para que haja a formação de uma ilha não intencional sustentável dois eventos independentes precisam ocorrer simultaneamente: 1) Abertura de alguma chave, provavelmente para eliminação de curtos-circuitos e 2) Desbalanço de potência no ponto de ilhamento dentro da ZND de algum gerador.

Capítulo 7

Conclusões

Este trabalho teve como um dos objetivos avaliar o desempenho dos geradores distribuídos na detecção de ilhamentos considerando os requisitos de suportabilidade do INMETRO (para inversores) [13] e do ONS (para geradores síncronos) [14]. Ao considerar ilhas sem inércia, foi constatado que somente o uso de técnicas passivas não é suficiente para detectar a perda de rede em todas as simulações considerando um tempo máximo de detecção de 2,0 s. No entanto, quando o GBI estiver munido com alguma técnica ativa, é possível detectar 100% das simulações de perda de rede a depender de como o bloqueio das proteções de frequência por subtensão esteja configurado. Destaca-se que se o GBI estiver munido com a técnica ativa GEVS, a depender de como o bloqueio das proteções de frequência por subtensão esteja ajustada, a detecção de perda de rede pode ser comprometida em muitas simulações, conforme mostrado ao longo do Capítulo 4 por causa da sua natureza de desviar a tensão do sistema ilhado. Embora esta dissertação tenha mostrado muitas vezes que o bloqueio das proteções de frequência por subtensão prejudica a detecção do ilhamento, é importante que o leitor tenha ciência que esse parâmetro é importante para evitar a desconexão incorreta de geradores distribuídos, como por exemplo em situações de curtos-circuitos.

Ao incluir na ilha um gerador síncrono com inércia de 0,7557 s, foi observado que a técnica GEFS tem capacidade para desviar a frequência do sistema ilhado para os três níveis de penetração de GBI avaliados (1,0, 1,5 e 2,0 MVA), enquanto para a técnica GEVS, essa só consegue desviar a tensão do sistema ilhado quando o nível de penetração de GBI era de 1,5 MVA ou 2,0 MVA. Adicionalmente, foi verificado também que quando ambos os geradores estavam munidos com os mesmos ajustes nas proteções anti-ilhamento, o percentual de detecção é maior quando comparado com a situação em que o

GSH estava com um ajuste mais sensível. A razão para isso é que a saída do gerador síncrono reduz os níveis de tensão do sistema ilhado, causando o bloqueio das proteções de frequência por subtensão, o que não ocorre para a situação em que ambos os geradores estão com os mesmos ajustes, pois nesse caso a desconexão dos geradores é feita de maneira quase instantânea já que o sistema avaliado é pequeno. Ademais, em se tratando do desempenho de detecção de perda de rede, para os dois cenários (ilhas sem e com inércia) foi constatado que uma flexibilização no tempo máximo de detecção de ilhamento contribui com os percentuais de detecção do evento e por isso é recomendada uma flexibilização neste tempo para reduzir a chance de formação de uma ilha estável não intencional. Destaca-se ainda que a IEEE 1547-2018 permite uma flexibilização no tempo de detecção de 2,0 s em até 5,0 s, desde que haja um acordo mútuo entre o proprietário da GD e a concessionária. A Tabela 7.1 faz um resumo das principais recomendações a serem adotadas para aumentar os percentuais de detecção de ilhamento.

Tabela 7.1 – Principais recomendações para aumentar os percentuais de detecção de perda de rede. Fonte: O Autor.

Técnica Ativa	Tensão de Bloqueio	Tempo de <i>dropout</i>	Tempo Máximo de Detecção de Ilhamento	Sistemas ilhados com ambas as tecnologias de GD
Recomendável que o GBI esteja munido com alguma técnica ativa.	Ajustar em 0,50 p.u. para o GBI, ao considerar os requisitos de suportabilidade do INMETRO.	Usar em 500 ms, principalmente se a técnica ativa implementada for a GEVS.	Flexibilizar esse tempo para 3,0 s contribui com os percentuais de detecção de ilhamento.	Recomendável que ambos os GDs estejam com os mesmos ajustes nas proteções anti-ilhamento.

Em relação à análise de risco, foi observado que mesmo para ilhas que possuem diferentes tecnologias de GD, ainda assim a metodologia presente na literatura é adequada para o cálculo de risco de ilhamento, embora seja necessário fazer adaptações para desconsiderar a influência de GBIs em períodos sem irradiância. Assim, se o engenheiro de proteção tiver acesso a uma ZND previamente mapeada de algum gerador, é possível utilizar essa informação para calcular o risco de ilhamento. Essa abordagem

simplificada evita a necessidade de simulações detalhadas de transitórios, reduzindo o tempo e esforço necessários.

7.1 Trabalhos futuros

A análise de ilhamentos não intencionais é uma área ampla de estudo devido à diversidade de cenários que podem ser encontrados em sistemas de distribuição reais. Assim, para agregar ao estado da arte do tema, são feitas as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- Avaliar o desempenho da detecção de perda de rede considerando uma modelagem mais sofisticada da carga, como por exemplo a inclusão de motores de indução;
- Ao invés de considerar o VAL como limitador de corrente, considerar uma curva de tempo de inverso na saturação de corrente pois os semicondutores do inversor suporta uma corrente maior por um período menor;
- Avaliar o desempenho da detecção de perda de rede em ilhas sem inércia em que há GBIs munidos com diferentes técnicas ativas anti-ilhamento, como por exemplo baseadas em realimentação positiva e medição de impedância;
- Avaliar a ZND de inversores com e sem técnicas ativas anti-ilhamento em redes de baixa e alta tensão para diversos níveis de penetração de GBI.

Referências Bibliográficas

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Anexo I da Resolução Normativa ANEEL N°956, de 7 de dezembro de 2021. Agência Nacional de Energia Elétrica. p. 29. 2021.
- [2] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd>. Acesso em: 27 de out 2023.
- [3] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia – versão para consulta pública. Empresa de Pesquisa Energética. p. 403. 2021.
- [4] KUANG, H; LI, S; WU, Z. Discussion on advantages and disadvantages of distributed generation connected to the grid. **International Conference on Electrical and Control Engineering**, p.170-173, 2011. DOI: 10.1109/ICECENG.2011.6057500.
- [5] AINAH, P.K; FOLLY, K. Voltage Rise Issue with High Penetration of Grid Connected PV. **The International Federation of Automatic Control**, Cape Town, South Africa, Agosto, 2014.
- [6] SANTOS, G.P. **Análise e Desenvolvimento de uma Proteção Baseada em Tensão Contra Curtos-Circuitos em Microrredes de Corrente Alternada**. 113 p. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2021.
- [7] VIEIRA JR, J.C.M. **Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**. 2006. P. 197 Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2006.
- [8] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N°956, de 7 de dezembro de 2021 – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Anexo VIII: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. 2021.
- [9] COELBA. Conexão de Minigeradores ao Sistema de Distribuição. Disponível em: <https://servicos.neoenergiaoelba.com.br/residencialrural/Pages/Informa%3%b5es/normas-e-padres.aspx>. Acesso em 30 ago. 2021.

- [10] COELBA. Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição. Disponível em: <https://servicos.neoenergiacoelba.com.br/residencialrural/Pages/Informa%3%b5es/normas-e-padroes.aspx>. Acesso em 30 ago. 2021.
- [11] CEMIG. Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/atendimento/normas-tecnicas/>. Acesso em 30 ago. 2021.
- [12] IEEE 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces, 2018. DOI: 10.1109/IEESTD.2018.8332112
- [13] INMETRO, “Portaria N° 140 de 21 de março de 2022”, 2022.
- [14] ONS, “DPL-REL-0317/2020 – Evolução dos Requisitos Técnicos necessários para potencializar a inserção de Geração Distribuída sem impactos adversos à estabilidade do Sistema Interligado Nacional,” 2020.
- [15] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL N°1.076, de 3 de outubro de 2023. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2023.
- [16] ROPP, M; ELLIS, A. Suggested Guidelines for Assessment of DG Unintentional Islanding Risk. **Sandia National Laboratories**, Report SAND2012-1365, 2012.
- [17] LAGHARI, J.A.; MOKHLIS, H.; KARIMI, M.; BAKAR, A.H.A.; MOHAMAD, H. Computational Intelligence based techniques for islanding detection of distributed generation in distribution network: A review. **Energy Conversion and Management**, v. 88, p. 139-152, 2014.
- [18] CEBOLLERO, J.A.; CAÑETE, D.; MARTIN-ARROYO, S.; GARCÍA-GRACIA, M.; LEITE, H. A Survey of Islanding Detection Methods for Microgrids and Assessment of Non-Detection Zones in Comparison with Grid Codes. **Energies**, p. 30. 2022.
- [19] LIMA, R.L.; BONALDO, J.P.; VIEIRA, J.C.M.; MONARO, R.M. A Graphical Method to Assess the Technical Feasibility of Intentional Islanding of Distributed Synchronous Generators. **IEEE Transactions on Power Delivery**, p. 742-745, 2023. DOI: 10.1109/TPWRD.2022.3220087.
- [20] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. Inverter On-board Detection Methods to Prevent Unintended Islanding. Electric Power Research Institute. p. 56. 2018.
- [21] National Grid ESO, “Report of the national grid investigation into the frequency deviation and automatic demand disconnection that occurred on the 27th May 2008”. National Grid, 2009.
- [22] NERC, “1200 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report”. NERC, 2017.
- [23] TRINDADE, F.C.L.; MEIRA, P.C.M.; FREITAS, W.; VIEIRA, J.C.M. Control systems analysis of industrial plants with synchronous generator during islanded operation. **IEEE PES General Meeting**, p. 1-8, 2010. DOI: 10.1109/PES.2010.5589547.
- [24] VIEIRA, T.C.; GRILO, A.P.; TEIXEIRA, J.C.; SANTOS, R.C. dos. Methodology for assessing the risk of unintentional islanding of distributed wind generators using passive schemes. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, 2020.

- [25] CORRÊA, D.S. **Metodologias para análise de risco de ocorrência de ilhamentos não intencionais de geradores síncronos não distribuídos**. 2008. P. 110. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2008.
- [26] ZHIHONG, Y.A.; KOLWALKAR, Y.Z.; PENGWEI, D.; REIGH, W. Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Nondetection Zone Concept. **IEEE Transactions on Power Electronics**, p. 1171-1176, 2004.
- [27] PALM, S.; SCHEGNER, P. Fundamentals of detectability and detection methods of unintentional electric islands. **IEEE Eindhoven PowerTech**, p.1-6, 2015. DOI: 10.1109/PTC.2015.7232390.
- [28] DYSKO, A.; TZELEPIS, D.; BOOTH, C. Assessment of Risks Resulting from the Adjustment of ROCOF Based Loss of Mains Protection Settings – Phase II. **University of Strathclyde**, 2015.
- [29] IVAS, M.; MARUSIC, A.; HAVELKA, J.; CAPUDER, T. Probability risk assessment of operation event for large scale photovoltaic plant. **Automatika**, p.181-192, 2019. DOI: 10.1080/00051144.2019.1591071.
- [30] MOTTER, D. **Metodologias de ajuste das proteções anti-ilhamento de geradores distribuídos considerando múltiplos eventos**. 2017. P.210. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo. São Carlos. 2017.
- [31] ROPP, M.E.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, G.A. KERN.; BONNM R,H.; GONZALEZ, Z. Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and nondetection zones. **IEEE Transaction on Energy Conversion**, p. 290-296, 2000. DOI: 10.1109/60.875495
- [32] ZEINELDIN, H.H.; KENNEDY, S. Sandia Frequency-Shift Parameter Selection to Eliminate Nondetection Zones. **IEEE Transaction on Power Delivery**, p. 486-487, 2009. DOI: 10.1109/TPWRD.2008.2005362.
- [33] YE, Z.; WALLING, R.; GARCES, L.; ZHOU, R.; LIL, L.; WANG, T. **Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters**. General Electric Global Research Center Niskayuna, New York, May, p.82, 2004.
- [34] DU, P.; Ye, Z; APONTE, E.E.; NELSON, J.K.; FAN, L. Positive-Feedback-Based Active Anti-Islanding Schemes for Inverter-Based Distributed Generators: Basic Principle, Design Guideline and Performance Analysis. **IEEE Transactions on Power Electronics**, p.2941-2948, 2010. DOI: 10.1109/TPEL.2010.2057446.
- [35] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR IEC 62116: Procedimentos de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Rio de Janeiro, p. 21. 2012.
- [36] ROPP, M.E.; MOUW, C.A.; SCHUTZ, D.D.; PERLENFEIN, S.J.; GONZALEZ, S. Unintentional Islanding Detection Performance with Mixed DER Types. **Sandia National Laboratories**, Report SAND2018-8431, 2018.
- [37] PAZOS, F.J.; CADAVAL-ROMERO, E.; GONZÁLEZ, E.; DELGADO, I.; MONREAL, J. Failure analysis of inverter based anti-islanding system in photovoltaic islanding events. **22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)**, p. 1-4, 2013. DOI: 10.1049/cp.2013.0800.
- [38] ABBEY, C.; PARÉ, D.; VENNE, P.; GAGNON, R.; FISCHER, M. Assessing the risk of islanding for distribution connected type 4 wind energy converters. **IEEE PES T&D Conference and Exposition**, p.1-5, 2014. DOI: 10.1109/TDC.2014.6863354.

- [39] MOTTER, D.; VIEIRA JR, J.C.M.; RIBEIRO, N.C.; SOUSA, R.F.S.; SIQUEIRA, V.F.B.F; BENDER, S.G.; ISCUISSATI, R.B.; DAVI, M.J.B.B.; OLESKOVICZ, M. Avaliação da detecção de perda de rede em ilhamento com gerador síncrono e inversor trifásico operando com controle de sobfrequência. **Seminário Técnico de Proteção e Controle**. p. 10. 2022.
- [40] MOJDEHI, M.N.; GHOSH, P. Evaluating unintentional islanding risks for a high penetration PV feeder. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, p.1-5, 2017. DOI:10.1109/PESGM.2017.8273726.
- [41] ISCUISSATI, R.B. **Metodologias Probabilísticas para Análise de Falha da Proteção Antiilhamento de Geradores Distribuídos**. p 90. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2022.
- [42] PANDAS. **PANDAS: Python Data Analysis Library**. Versão 2.0.3. 2023. Disponível em: <https://pandas.pydata.org/>. Acesso em: 28 ago. 2023.
- [43] NUMPY. **NumPy: Numerical Python**. Versão 1.25. 2023. Disponível em: <https://numpy.org/>. Acesso em: 28 ago. 2023.
- [44] CPFL ENERGIA. **Projeto de Rede de Distribuição – Cálculo Elétrico**. GED-3667. Disponível em: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/>. Acesso em: 14 de mai 2022.
- [45] YAZDANI, A. Electromagnetic transients of grid-tied photovoltaic systems based on detailed and averaged models of the voltage-sourced converter. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p.1-8, 2011. DOI: 10.1109/PES.2011.6039185.
- [46] RICCIARDI, T.R. **Análise do Impacto da Proteção Antiilhamento na Estabilidade de Geradores Conectado Via Inversores**. p. 134. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica – Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2010.
- [47] VILLALVA, M.G. **Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. 2010. p. 268. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2010.
- [48] VILLALVA, M.G.; GAZOLI, J.R.; FILHO, E.R. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. **IEEE Transactions on Power Electronics**, p. 1198-1208, 2009. DOI: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [49] MathWorks. Averaged Model of a 100-kW Grid-Connected PV Array. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/sps/ug/average-model-of-a-100-kw-grid-connected-pv-array.html>. Acesso em: 01 de dez 2022.
- [50] GKOUNTARAS, A. **A Modeling Techniques and Control Strategies for Inverter Dominated Microgrids**. Ph.D. Thesis, Technical University of Berlin, Berlin, Germany, 2017.
- [51] MathWorks.MPPT Algorithm.Disponível em:<https://www.mathworks.com/solutions/electrification/mppt-algorithm.html> Acesso em: 17 de abr de 2023.
- [52] AGUIAR, C.R. **Contribuição ao Gerenciamento e Controle de Células a Combustível e Armazenadores de Energia para a Operação em Geração Distribuída**. p. 138. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo. São Carlos. 2016.
- [53] REZNIK, A.; SIMÕES, M.G.; AL-DURRA; MUYEEN, S.M. LCL Filter-Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 50, p. 1225-1232, 2014. DOI: 10.1109/TIA.2013.2274612.

-
- [54] TLEIS, N. **Power Systems Modelling and Fault Analysis**. 2. ed. [S.l.]: Academic Press, 2020.
- [55] GKOUNTARAS, A. **A Modeling Techniques and Control Strategies for Inverter Dominated Microgrids**. Ph.D. Thesis, Technical University of Berlin, Berlin, Germany, 2017.
- [56] YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-sourced converters in power systems**. 1. ed. Wiley, 2010.
- [57] OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno**. 5ª ed. Pearson, 2010.
- [58] MADRUGA, E.P.; BERNARDOM D.P.; VIEIRA, R.P.; PFITSCHER, L.L. A new methodology for transient stability in distribution systems with distributed generation. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, 2018.
- [59] IEEE, IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005), p.1-207, 2016.
- [60] OTREMBA, L. **Influência de malhas de controle de velocidade no desempenho de funções de proteção anti-ilhamento de um gerador síncrono distribuído**. p. 115. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2020.
- [61] NAGHIZADEH, R.; JAZEBI, S.; VAHIDI, B. Modeling hydro power plants and tuning hydro governor as an educational guideline. **International Review on Modelling and Simulations**, p.1780-1790, 2012.
- [62] IEEE, Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies, **IEEE Transactions on Power Systems**, p.167-179, 1992. DOI: 10.1109/59.141700
- [63] SILVEIRA, M.S.; A influência da frenagem de motores no processo de desenergização da rede e na atuação indevida das proteções do ERAC. **XXIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**, p.10, 2018.
- [64] STEVENS, J.; BONN, R.; GINN, J.; GONZALEZ, S.; KERN, G. Development and Testing of an Approach to Anti-Islanding in Utility-Interconnected Photovoltaic Systems. **Sandia National Laboratories**, Report SAND2000-1939, 2000.
- [65] IEEE, IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants, IEEE Std C37.106-2022 (Revision of IEEE Std.C37.106-2003), p.1-57, 2022.