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

ROGERIO LUCIO LIMA

**METODOLOGIAS PARA DETERMINAR A
VIABILIDADE TÉCNICA DO ILHAMENTO
INTENCIONAL DE GERADORES
DISTRIBUÍDOS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

São Carlos
2018

Rogério Lucio Lima

**Metodologias para Determinar a Viabilidade
Técnica do Ilhamento Intencional de
Geradores Distribuídos em Sistemas de
Distribuição de Energia Elétrica**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

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

São Carlos

2018

Trata-se da versão corrigida da tese. 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).

L722m Lucio Lima, Rogerio
Metodologias para Determinar a Viabilidade Técnica
do Ilhamento Intencional de Geradores Distribuídos em
Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica / Rogerio
Lucio Lima; orientador José Carlos de Melo Vieira
Júnior. São Carlos, 2018.

Tese (Doutorado) - 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, 2018.

1. Geração Distribuída. 2. Detecção de Ilhamento.
3. Ilhamento Intencional. 4. Gerador Síncrono. 5. Relés
de Proteção. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **ROGERIO LUCIO LIMA**.

Título da tese: "Metodologias para determinar a viabilidade técnica do ilhamento intencional de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica".

Data da defesa: 27/09/2018.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **José Carlos de Melo Vieira Júnior**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Associado **Mario Oleskovicz**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Ricardo Vasques de Oliveira**
(universidade Tecnológica Federal do Paraná/UTFPR)

APROVADO

Prof. Dr. **Ghendy Cardoso Junior**
(Universidade Federal de Santa Maria/UFSM)

APROVADO

Prof. Dr. **Claudionor Francisco do Nascimento**
(Universidade Federal de São Carlos/UFSCar)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Aos meus pais, Raimundo e Denalva, e ao meu irmão Rony.

À Nattally e aos meus filhos Cecília e Gustavo.

Aos meus sobrinhos Ana e João.

À minha família.

Agradecimentos

Aos meus pais, irmão e família pelo amor incondicional, incentivos e ensinamentos.

Ao Prof. José, cujas contribuições como orientador foram essenciais para o desenvolvimento deste trabalho, crescimento pessoal e profissional. Obrigado por ter me acompanhado ao longo da pós-graduação, pela amizade, incentivos e créditos dados ao longo desses anos.

Ao Prof. Renato Monaro que, por meio de seus questionamentos e apoio auxiliaram no desenvolvimento deste trabalho.

A todos os professores da USP, pelos conhecimentos compartilhados.

Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica pelos equipamentos e ambiente organizacional disponibilizados no desenvolvimento do trabalho.

Aos funcionários do departamento de Engenharia Elétrica e Computação da EESC/USP, pela colaboração e eficiência.

Aos amigos Kurata, Guilherme e Olívia pelo apoio e companherismo durante o período que estive na cidade de São Paulo.

Aos amigo(a)s do Departamento de Engenharia Elétrica e Computação da Escola de Engenharia de São Carlos pela amizade, auxílio e momentos compartilhados.

Aos amigos das repúblicas, Fellipe, Valdemir, Diego, Elian e Marcelo, pela convivência e amizade.

Aos cidadãos brasileiros que pagam seus impostos e contribuíram por minha formação profissional ao longo dos anos.

*“O pensar é para o homem, o que é voar para os pássaros.
Não toma como exemplo a galinha quando podes ser uma cotovia.”
(Albert Einstein)*

Resumo

LIMA, R. L. (2018). **Metodologias para Determinar a Viabilidade Técnica do Ilhamento Intencional de Geradores Distribuídos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 142 p. Tese de doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2018.

O ilhamento intencional quando desenvolvido em modo seguro pode ser considerado uma solução viável à promoção da confiabilidade das redes elétricas na presença de geradores distribuídos. Diante disso, esta tese de doutorado propõe metodologias que definem os ajustes das proteções do ponto de acoplamento comum e do gerador para viabilizar tecnicamente o ilhamento intencional, permitindo também avaliar a probabilidade de sucesso deste quando não planejado por um período de operação da rede. As metodologias propostas consideram os relés de deslocamento de fase ou "salto de vetor", relés de taxa de variação de frequência e os relés de sub/sobrefrequência convencionais. Estas metodologias baseiam-se na associação direta do tempo de detecção do ilhamento e do tempo de restrição. Estes tempos são oriundos da capacidade de detecção de ilhamento do relé baseado em medidas de frequência do ponto de acoplamento comum e da proteção do gerador. Os resultados foram consistentes e além de determinar a viabilidade técnica do ilhamento intencional de geradores distribuídos, permitiram avaliar a probabilidade de sucesso do ilhamento intencional. Adicionalmente, as metodologias permitiram definir quando possível os ajustes das proteções mais adequados à operação segura da ilha.

Palavras-chave: Geração distribuída. Detecção de Ilhamento. Ilhamento Intencional. Gerador síncrono. Relés de Proteção..

Abstract

LIMA, R. L. (2018). **Methodologies for Determining the Technical Feasibility of Intentional Islanding Distributed Generators in Electric Power Distribution Systems**. 142 p. Ph.D. Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2018.

The intentional islanding when performed in a safe way can be considered a viable solution to the promotion of the reliability of the electrical networks in the presence of distributed generators. In this context, this doctoral thesis proposes methodologies that define the adjustments of the protections of the point of common coupling and the generator to technically enable the intentional islanding and allow to evaluate the probability of successful islanded operation. The proposed methodologies consider the vector surge or "vector jump relays", the rate of change of frequency and conventional under/overfrequency relays for islanding detection purposes, and the under/overfrequency relays to protect the generator. These methodologies are based on the direct association of the islanding detection time and the restriction time, and on their relation with the active power imbalance of the island. The detection and restriction times are derived from the islanding detection capability of the previous-mentioned relays, and from the generator protection, respectively. The results showed that the methodologies were able to identify favourable conditions for a successful islanded operation, and allowed assessing its probability of occurrence given different conditions of load and generation power imbalance. Additionally, the methodologies allowed to define, when possible, the adjustments of the most adequate protections for the isolated operation of the microgrid.

Keywords: Distributed generation. Islanding Detection. Intentional islanding. Synchronous generator. Protection Relays.

Lista de ilustrações

Figura 2.1	Tipos de ilhamento em redes de distribuição de energia elétrica.	39
Figura 3.1	Modelo elétrico da máquina síncrona.	50
Figura 3.2	Modelo do regulador de velocidade de uma turbina a vapor.	53
Figura 3.3	Turbina a vapor com reaquecimento.	54
Figura 3.4	Esquema de controle de excitação de um gerador síncrono.	55
Figura 3.5	Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE DC1A. . . .	55
Figura 3.6	Diagrama de blocos do controlador de potência reativa.	57
Figura 3.7	Circuito equivalente do modelo do transformador.	58
Figura 3.8	Esquema simplificado de um relé de sub/sobrefrequência.	60
Figura 3.9	Esquema simplificado de um relé de taxa de variação de frequência.	61
Figura 3.10	Diagrama esquemático da lógica de operação do relé de deslocamento de fase.	62
Figura 3.11	Diagrama unifilar do Sistema Elétrico.	63
Figura 4.1	Características da metodologia combinada das curvas de desempenho e de restrição.	67
Figura 4.2	Curvas de desempenho para o relé de sub/sobrefrequência.	69
Figura 4.3	Curvas de desempenho para o relé de taxa de variação de frequência.	70
Figura 4.4	Curvas de desempenho para o relé de deslocamento de fase.	70
Figura 4.5	Curvas de desempenho para o relé de sub/sobrefrequência ajustado em $\pm 0,5\text{Hz}$ - déficit de P_G	71
Figura 4.6	Curvas de restrição para o relé de sub/sobrefrequência.	74
Figura 4.7	Curvas de restrição para o relé de sub/sobrefrequência - Déficit de Potência ativa injetada pelo Gd (P_G).	74
Figura 4.8	Curvas superpostas para o relé de sub/sobrefrequência.	75
Figura 4.9	Curvas de desempenho e restrição superpostas para o relé de sub/sobrefrequência - déficit de P_G	76
Figura 4.10	Curvas de desempenho e restrição superpostas para o relé de sub/sobrefrequência - déficit de P_G	77

Figura 4.11	Desbalanços críticos de potência ativa da metodologia combinada - déficit de P_G	79
Figura 4.12	Validação da condição 1 na região inviável - déficit de P_G	80
Figura 4.13	Validação da condição 2 na região inviável - déficit de P_G	81
Figura 4.14	Validação da condição 3 ou ponto de intersecção - déficit de P_G	81
Figura 4.15	Validação da condição 4 na região viável - déficit de P_G	82
Figura 4.16	Validação da condição 5 na região viável - déficit de P_G	82
Figura 4.17	Desbalanços críticos de potência ativa da metodologia combinada - excesso de P_G	83
Figura 4.18	Validação da condição 1 na região inviável - excesso de P_G	84
Figura 4.19	Validação da condição 2 na região inviável - excesso de P_G	84
Figura 4.20	Validação da condição 3 ou ponto de intersecção - excesso de P_G	85
Figura 4.21	Validação da condição 4 na região viável - excesso de P_G	85
Figura 4.22	Validação da condição 5 na região viável - excesso de P_G	86
Figura 4.23	Curvas superpostas para os relés baseados em medidas de frequência.	87
Figura 4.24	Desbalanços críticos de potência ativa da metodologia combinada - déficit de P_G	89
Figura 4.25	Validação da condição 1 na região viável - déficit de P_G	89
Figura 4.26	Validação da condição 2 na região viável - déficit de P_G	90
Figura 4.27	Validação da condição 3 ou ponto de intersecção - déficit de P_G	90
Figura 4.28	Validação da condição 4 na região viável - déficit de P_G	91
Figura 4.29	Validação da condição 5 na região viável - déficit de P_G	91
Figura 4.30	Desbalanços críticos de potência ativa da metodologia combinada - excesso de P_G	92
Figura 4.31	Validação da condição 1 na região inviável - excesso de P_G	93
Figura 4.32	Validação da condição 2 na região inviável - excesso de P_G	93
Figura 4.33	Validação da condição 3 ou ponto de intersecção - excesso de P_G	94
Figura 4.34	Validação da condição 4 na região viável - excesso de P_G	94
Figura 4.35	Validação da condição 5 na região viável - excesso de P_G	95
Figura 4.36	Curvas superpostas para os relés baseados em medidas de frequência.	95
Figura 4.37	Desbalanços críticos de potência ativa da metodologia combinada - déficit de P_G	97
Figura 4.38	Validação da condição 1 na região inviável - déficit de P_G	98
Figura 4.39	Validação da condição 2 na região inviável - déficit de P_G	98
Figura 4.40	Validação da condição 3 ou ponto de intersecção — déficit de P_G	99
Figura 4.41	Validação da condição 4 na região viável — déficit de P_G	99
Figura 4.42	Validação da condição 5 na região viável — déficit de P_G	100
Figura 4.43	Desbalanço crítico de potência ativa para ajustes típicos de relés baseados em medidas de frequência — excesso de P_G	101

Figura 4.44	Validação da condição 1 na região inviável - excesso de P_G	101
Figura 4.45	Validação da condição 2 na região inviável - excesso de P_G	102
Figura 4.46	Validação da condição 3 ou ponto de intersecção - excesso de P_G	102
Figura 4.47	Validação da condição 4 na região inviável - excesso de P_G	102
Figura 4.48	Validação da condição 5 na região inviável - excesso de P_G	103
Figura 5.1	Representação dos pontos de operação da ilha para determinada curva de carga.	107
Figura 5.2	Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso base.	109
Figura 5.3	Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso 1.	111
Figura 5.4	Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso 1.	112
Figura 5.5	Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso 1.	114
Figura 5.6	Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso 2.	116
Figura 5.7	Estudo de caso 3 - ilhas.	117
Figura 5.8	Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso 3.	118
Figura 5.9	Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso 4.	120
Figura A.1	Curvas diárias de cargas empregadas no sistema elétrico estudado.	142

Lista de tabelas

Tabela 2.1	Dispositivos em operação para cada tipo de ilhamento.	38
Tabela 3.1	Definição dos tipos de cargas elétricas	59
Tabela 4.1	Desbalanço crítico de potência ativa para relés de sub/sobrefrequência – déficit de P_G	78
Tabela 4.2	Desbalanço crítico de potência ativa para relés de sub/sobrefrequência – excesso de P_G	78
Tabela 4.3	Tempos de detecção de ilhamento para déficit de P_G	79
Tabela 4.4	Tempos de detecção de ilhamento para excesso de P_G	83
Tabela 4.5	Desbalanço crítico de potência ativa para relés baseados em medidas de frequência — déficit de P_G	87
Tabela 4.6	Desbalanço crítico de potência ativa para relés baseados em medidas de frequência - excesso de P_G	88
Tabela 4.7	Tempos de detecção de ilhamento para déficit de P_G	88
Tabela 4.8	Tempos de detecção de ilhamento para excesso de P_G	92
Tabela 4.9	Desbalanço crítico de potência ativa para ajustes típicos de relés baseados em medidas de frequência - déficit de P_G	96
Tabela 4.10	Desbalanço crítico de potência ativa para ajustes típicos de relés baseados em medidas de frequência - excesso de P_G	96
Tabela 4.11	Tempos de detecção de ilhamento para déficit de P_G	97
Tabela 4.12	Tempos de detecção de ilhamento para excesso de P_G	100
Tabela 5.1	Índice probabilístico do ilhamento intencional - caso base.	109
Tabela 5.2	Ajustes típicos das proteções para o caso 01.	110
Tabela 5.3	Índice probabilístico do ilhamento intencional - estudo de caso 01.	113
Tabela 5.4	Índice probabilístico do ilhamento intencional - estudo de caso 02.	115
Tabela 5.5	Definições das ilhas implementadas no estudo de caso 03.	117
Tabela 5.6	Índice probabilístico do ilhamento intencional - estudo de caso 03.	118

Tabela 5.7	Índice probabilístico do ilhamento intencional - estudo de caso 04.	119
Tabela A.1	Potência de curto-circuito na subestação (Sub).	139
Tabela A.2	Dados da linha de distribuição.	139
Tabela A.3	Dados dos transformadores.	139
Tabela A.4	Dados do gerador síncrono de 30 MVA.	140
Tabela A.5	Dados do sistema de excitação e do regulador de tensão - Modelo DC-1A. .	140
Tabela A.6	Dados do controlador de velocidade.	140
Tabela A.7	Dados do controlador de velocidade.	141

Lista de Siglas

AMI *Advanced Metering Infrastructure*

DEC Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FEC Frequência Equivalente de interrupção por Unidade consumidora

FLISR *Fault Location Isolation and System Restoration*

GD Geração Distribuída

GS Gerador Síncrono

GSD Gerador Síncrono Distribuído

Gd Gerador Distribuído

IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

ICI Intervalo de Coordenação do Ilhamento

IPI Índice Probabilístico do Ilhamento

PAC Ponto de Acoplamento Comum

PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PCH Pequena Central Hidrelétrica

P&D Pesquisa e Desenvolvimento

PTG Proteção Turbina-Gerador

QEE Qualidade da Energia Elétrica

RD Rede de Distribuição de Energia Elétrica

RSI Região Segura do Ilhamento

RF Relé de Sub/sobrefrequência

RTVF Relé de Taxa de Variação de Frequência

RDF Relé de Deslocamento de Fase ou “salto de vetor”

ROCOF *Rate of Change of Frequency*

SAE Sistema de Armazenamento de Energia

SDEE Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

SEP Sistema Elétrico de Potência

SIIGD Sistema de Ilhamento Intencional da Geração Distribuída

SCIA Sistema de Controle do Ilhamento Automático

UE União Europeia

ZND Zona de Não Detecção

Lista de Símbolos

ΔP Desbalanço de potência ativa

ΔP_C Desbalanço Crítico de Potência Ativa

Δa Abertura da válvula

Δf Desvio de frequência

Δt_P Tempo total de viabilidade do ilhamento

EA_x Erro absoluto

ER_x Erro relativo

ε_t Erro relativo percentual

P_C Carregamento do sistema

P_G Potência ativa injetada pelo Gd

P_m Potência mecânica

P_e Potência elétrica

W_K Energia cinética potencial nas massas rotativas do sistema

Sumário

1	Introdução	27
1.1	Justificativa	29
1.2	Objetivos	29
1.3	Organização da Tese	30
2	Ilhamento de Geradores Distribuídos	33
2.1	Microrredes	34
2.2	Métodos de Detecção de Ilhamento	36
2.2.1	Técnicas Remotas	36
2.2.2	Técnicas Locais	36
2.3	Operação Isolada de Geradores Distribuídos	37
2.3.1	Ilhamento Não Intencional de Geradores Distribuídos	39
2.3.2	Ilhamento Intencional de Geradores Distribuídos	41
2.3.3	Planejamento do Sistema de Ilhamento Intencional	44
2.3.4	Dinâmica e Controle do Ilhamento Intencional	46
2.4	Considerações Finais	47
3	Modelagem dos Elementos do Sistema Elétrico	49
3.1	O SimPowerSystems	49
3.2	Modelagem dos Componentes da Rede Elétrica	50
3.2.1	Gerador Síncrono	50
3.2.2	Regulador de Velocidade e a Turbina a Vapor	52
3.2.3	Modelo Dinâmico do Sistema de Excitação	54
3.2.4	Transformadores	58
3.2.5	Alimentadores	58
3.2.6	Cargas Elétricas	59
3.3	Relés baseados em Medidas de Frequência	59
3.3.1	Relé de Frequência Convencional (sub/sobrefrequência)	59

3.3.2	Relé de Taxa de Variação de Frequência	60
3.3.3	Relé de Deslocamento de Fase ou “Salto de Vetor”	61
3.4	Sistema Elétrico	62
4	Metodologia Combinada das Curvas de Desempenho e Curvas de Restrição	65
4.1	Método das Curvas de Desempenho	67
4.2	Método das Curvas de Restrição	72
4.3	Metodologia Combinada para Análise da Viabilidade do Ilhamento Intencional	75
4.4	Validação da Metodologia Combinada	78
4.5	Aplicação da Metodologia Combinada	86
4.5.1	Detecção de Ilhamento pelo Relé de Taxa de Variação da Frequência .	86
4.5.2	Detecção de Ilhamento pelo Relé de Salto de Vetor	95
4.6	Considerações Finais	103
5	Metodologia Baseada em Simulação Dinâmica	105
5.1	Índice Probabilístico do Ilhamento Intencional	106
5.2	Estudos de Casos	108
5.2.1	Caso Base	108
5.2.2	Estudo de Caso 01	110
5.2.3	Estudo de Caso 02	114
5.2.4	Estudo de Caso 03	117
5.2.5	Estudo de Caso 04	119
5.3	Considerações Finais	121
6	Conclusões	123
6.1	Continuação da Pesquisa	124
	Referências	127
	Apêndices	137
	APÊNDICE A Dados do Sistema Elétrico	139

Introdução

A matriz energética em diversos países baseia-se em fontes não renováveis de energia e de impacto significativo ao meio ambiente, destacando-se àquelas oriundas dos combustíveis fósseis. Um cenário em que aproximadamente 81,7% da geração de energia elétrica é oriunda de fontes renováveis, caso do Brasil, é incomum em muitos países (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017).

Diante da escassez de fontes não renováveis e o apelo social por aquelas de baixo impacto ambiental e/ou renováveis, a geração de energia elétrica por meio da Geração Distribuída (GD) e cogeração tem contribuído à diversificação da matriz energética mundial (SONAR; SONI; SHARMA, 2014; KARELLAS; BRAIMAKIS, 2016).

A União Europeia (UE) por meio do seu planejamento energético, pretende até o ano de 2020 ter 20% de sua demanda por eletricidade oriundas de fontes renováveis. Dessa forma, a UE com um investimento previsto de 200 bilhões de euros até 2030, pretende reduzir em 80% a emissão de gases de efeito estufa até o ano de 2050 (STRBAC et al., 2015; KYRITSIS et al., 2017). Portanto, diante das metas propostas nestes países para os próximos anos, a integração de unidades de GDs pode desempenhar papel importante no cumprimento destes objetivos e melhorar o equilíbrio energético na rede elétrica.

A integração de unidades de GDs trará benefícios à transmissão, distribuição e usuário final frente aos diversos tipos de cargas. Aos usuários finais propiciará melhoria na confiabilidade do fornecimento e redução do custo da eletricidade entre 20 a 25% (BASAK et al., 2012).

A conexão de geradores distribuídos retirou da rede principal a função de ser a única fonte de potência aos usuários finais, dessa forma, suscitou interesse no uso pleno desta no fornecimento da energia elétrica. Neste sentido, quando planejado e controlado, o ilhamento intencional torna-se uma solução viável e eficiente frente a eventos que levem à perda no fornecimento da energia elétrica (OBOUDI; HOOSMAND; KARAMAD, 2016; HOSSEINNEZHAD et al., 2018).

Estes motivadores, no entanto, não eliminam os desafios em torno da operação do ilhamento intencional. O desbalanço de potência no instante do ilhamento, certamente é um requisito que exige análise adequada quando da operação da ilha. O nível de desbalanço de potência pode suscitar em variações rápidas de frequência e/ou tensão e a cenários mais graves devido à perda de

reserva de potência oriunda da rede principal. Por isso, grandezas como potência ativa, reativa, frequência e tensão devem ser controladas para garantir a estabilidade da ilha. Isto compreende um controlador principal que controla e coordena a operação da ilha. Este controlador recebe e transmite dados da rede, ilha, regulador de velocidade e excitatriz do Gerador Distribuído (Gd) por meio de um confiável *link* de comunicação (MOHAMAD et al., 2013).

Sendo assim, duas estratégias podem ser desenvolvidas na operação do ilhamento intencional, sem ou com a interrupção momentânea no serviço de eletricidade. Quando há o ilhamento sem interrupção do fornecimento, mínimos são os impactos à confiabilidade da rede pela mudança automática do sistema de proteção e dos modos de controle do Gd. O ilhamento com interrupção é geralmente mais barato pelo pequeno nível de automação, mas com custo operacional elevado ao manter pessoal técnico em campo. Além disso, necessita de unidades geradoras com capacidade de auto-restabelecimento – *black start*. Dessa forma, a operação isolada tem sido um desafio às distribuidoras de energia elétrica, por conseguinte, a maioria das investigações técnicas abordam as filosofias de proteção que impedem a formação do ilhamento (CHEN; XU; ØSTERGAARD, 2013; BACELAR, 2013).

O processo de operação do ilhamento intencional desenvolve-se por meio de eventos programados, uma vez que o centro de operação tem o conhecimento do procedimento e promove ações necessárias à formação da ilha. Entretanto, a operação do ilhamento intencional, exige novos procedimentos técnicos e infraestrutura dedicada. Neste sentido, esforços que superem desafios técnicos e regulatórios por meio da automação da rede e a implementação de sistemas de comunicação devem ser feitos. Evitar os desligamentos automáticos do Gd quando isolado é garantir integralmente os benefícios da GD. Entretanto, para que os benefícios da operação isolada sejam explorados, requisitos como a manutenção da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) e o balanço de potência, exigem análise criteriosa (IEEE Std 1547, 2011; LIMA, 2013; KANG et al., 2017).

A operação estável da ilha depende diretamente das reservas de potência da mesma no instante de transição para o modo ilhado, portanto, a análise do desbalanço de potência neste processo é fundamental para determinar a viabilidade técnica do ilhamento intencional. As tensões e a frequência na ilha pós isolamento têm sua variação dinâmica dependente dos desbalanços de potência ativa e reativa, ou seja, da diferença entre geração e consumo das potências ativa e reativa. Em uma ilha energizada, pelo menos um dos Gds deve regular a frequência e a tensão, tal propósito exige que o gerador altere em tempo hábil seus controles do modo paralelo ao ilhado. Este processo inicia-se por meio da detecção do ilhamento, isto é, identifica-se a condição de operação da rede e emite-se o sinal para alteração do modo de controle do Gd conectado ao ilhado. O processo deve ser rápido o suficiente para evitar a desconexão do gerador e lento o necessário para diminuir o estresse devido à mudança abrupta desses controles (TRINDADE, 2009).

Diante destas considerações, metodologias cujas informações na ilha expressam a relação entre o desbalanço de potência ativa e/ou reativa, dispositivos de detecção do ilhamento e sis-

tema de proteção do gerador podem definir a viabilidade do ilhamento intencional envolvendo Gds. Dessa forma, a investigação de métodos que avaliem a viabilidade do ilhamento intencional por meio da relação destes elementos, bem como avaliar a operação e controle dos Gds atuando isolados são essenciais para que as atuais redes operem isoladas.

1.1 Justificativa

A integração massiva de unidades de GD, fez do ilhamento intencional uma estratégia capaz de promover melhorias na confiabilidade da rede sob condições de emergência. Neste sentido, o ilhamento intencional quando viável, pode ser uma estratégia que auxilie a restauração pós-contingência da rede de distribuição que encontra-se desconectada do restante da elétrica (EL-ZONKOLY, 2017; HOSSEINNEZHAD et al., 2018).

O ilhamento planejado para fins de manutenção em alimentadores e/ou despachos programados de energia elétrica são procedimentos presentes na operação das redes elétricas¹ (HYDRO, 2006). Entretanto, no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), a operação do ilhamento intencional depende das soluções de questões como balanço de potência, níveis das tensões nas barras, capacidade restritiva dos alimentadores e controle das cargas; bem como do nível de prioridade destas num processo de alívio de carga. Além disso, a operação do ilhamento intencional sem estratégias de controle pode suscitar em riscos e danos, principalmente pelos diversos tipos de ilhamento que podem ser formados em uma rede de distribuição (MOHAMAD et al., 2013; MENDONÇA, 2014; OBOUDI; HOOSHMAND; KARAMAD, 2016).

Diante destes motivadores, este trabalho pretende estudar metodologias que permitam ajustar as proteções de maneira a viabilizar o ilhamento intencional e avaliar a probabilidade de sucesso deste ao longo de um período de operação, considerando a geração síncrona. Este trabalho justifica-se pelo fato de que o ilhamento intencional pode proporcionar melhorias dos principais indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de interrupção por Unidade consumidora (FEC)). Além disso, este assunto tem atraído a atenção de diversos pesquisadores (MOHAMAD et al., 2013; FU et al., 2014; OBOUDI; HOOSHMAND; KARAMAD, 2016; FARROKHABADI; CAÑIZARES; BHATTACHARYA, 2017).

1.2 Objetivos

O ilhamento intencional de Gds é uma estratégia não consolidada nos SDEEs, e com intuito de se maximizar os benefícios da conexão da GD ao sistema de energia elétrica, este trabalho de doutorado tem como objetivo propor metodologias que indiquem quais são os ajustes

¹O trabalho de Ferreira e Pontes (2014) apresenta a operação ilhada voluntária de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) alimentando 3 subestações rurais como recurso de suprimento de energia às cidades alimentadas pela rede de distribuição de 25 kV quando a mesma estiver sob serviços de manutenção corretiva ou preditiva.

das proteções (Ponto de Acoplamento Comum (PAC) e Gd) para que o ilhamento seja viável tecnicamente e permitam avaliar a probabilidade de sucesso de um ilhamento intencional não planejado para um período de operação da rede.

Estas metodologias auxiliarão no planejamento da operação segura do ilhamento intencional em redes de distribuição de energia elétrica na presença de um Gerador Síncrono Distribuído (GSD). Para atingir este objetivo principal, os seguintes objetivos secundários devem ser alcançados:

- ✓ Identificar os requisitos técnicos que viabilizam a operação ilhada de Gds em conformidade aos padrões da qualidade da energia elétrica e parametrizações dos dispositivos de proteção do sistema de distribuição;
- ✓ Definir as influências de elementos como regulador de velocidade, sistema de excitação e o tipo de carga no sucesso do ilhamento intencional. Analisar a influência desses elementos na dinâmica do ilhamento, permitindo identificar ajustes e perfis de carregamento favoráveis à operação segura da ilha; e
- ✓ A partir destas análises técnicas, identificar fatores-chaves e definir orientações técnicas que norteiem concessionárias e proprietários de geradores distribuídos que pretendem viabilizar a operação ilhada dessas unidades de geração distribuída.

O foco deste estudo serão os geradores síncronos. Entretanto, as metodologias propostas não focarão na operação e controle destes geradores para viabilizar o ilhamento intencional. Por conseguinte, estas metodologias deverão permitir a compreensão da operação do ilhamento intencional diante do comportamento dinâmico de grandezas como tensão e/ou frequência associadas aos dispositivos da rede. Estas análises trarão informações que permitirão desenvolver procedimentos eficazes no controle de variáveis que influenciam diretamente no sucesso da ilha, variáveis como potência ativa, reativa, frequência e tensão. Adicionalmente, conceitos desenvolvidos em trabalhos anteriores, como o método das curvas de desempenho e curvas de restrição, puderam ser aplicados como soluções capazes de identificar a viabilidade do ilhamento intencional.

1.3 Organização da Tese

Esta tese de doutorado está organizada como segue:

- ✓ Capítulo 2: apresenta as recentes contribuições de diversos trabalhos científicos e guias técnicos sobre o ilhamento intencional de Gds. Além disso, analisa trabalhos que contribuíram de forma direta ou indireta no desenvolvimento das metodologias propostas neste trabalho, principalmente aqueles que discutem assuntos relativos à operação do ilhamento intencional. Adicionalmente, foram revisados outros assuntos indiretamente pertinentes

ao trabalho, como a definição e controle básico das microrredes, planejamento do ilhamento intencional em sistemas de distribuição, proteção anti-ilhamento e controle dos geradores síncronos;

- ✓ Capítulo 3: apresenta aspectos sobre a modelagem dos componentes dos sistemas elétricos a serem empregados neste trabalho, bem como informações básicas a respeito da ferramenta computacional utilizada;
- ✓ Capítulo 4: apresenta a metodologia combinada que permite avaliar a viabilidade técnica do ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos. A proposta da metodologia combinada baseia-se na associação das curvas de desempenho e curvas de restrição. A intersecção destas curvas definem duas regiões de operação para o ilhamento intencional: região viável e inviável. Por final, esses resultados são validados;
- ✓ Capítulo 5: apresenta a metodologia para determinar a viabilidade técnica do ilhamento intencional baseada em simulação dinâmica. Ao longo do capítulo, os conceitos sobre o índice probabilístico do ilhamento intencional são apresentados e o índice é determinado por meio da metodologia baseada em simulação dinâmica;
- ✓ Capítulo 6: apresenta as conclusões e ressalta as contribuições deste trabalho; e o
- ✓ Apêndice A: apresenta os dados do sistema elétrico empregado no desenvolvimento das metodologias propostas desta tese.

Ilhamento de Geradores Distribuídos

A interconexão de geradores distribuídos ao sistema de energia elétrica trouxe novos desafios na produção, transmissão e distribuição da eletricidade. Contudo, este processo tem beneficiado usuários finais, concessionárias de energia e proprietários do Gd em termos de confiabilidade, eficiência energética e redução das perdas (MOHAMAD et al., 2011; TSANG; CHAN, 2013). Quando isolados, estes Gds podem mitigar os efeitos dos apagões e auxiliar na restauração da rede elétrica (PHAM; BÉSANGER; HADJSAID, 2009; HUAYLLAS; RAMOS; ARNEZ, 2014). Entretanto, por atuarem em paralelo aos SDEEs, estes provocam impactos no controle do Sistema Elétrico de Potência (SEP), na proteção e na QEE (DALKE et al., 2011; CHEN; XU; ØSTERGAARD, 2013; HASHEMI; GHADIMI; SOBHANI, 2013; SGUAÇABIA, 2015). Diante disto, alguns procedimentos devem ser adotados para que a interconexão destes geradores, principalmente na condição isolada, não retire o SEP de sua operação segura e atenda às especificações da QEE.

No intuito de definir procedimentos adequados à interconexão da GD, pesquisadores, engenheiros e agentes governamentais empenham-se no desenvolvimento de documentos orientativos. O *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), por exemplo, elaborou uma série de orientações técnicas por meio do Comitê 21, e a IEEE Std 1547 (2018) e seus módulos, traz orientações para a interconexão de Gds ao sistema elétrico². Por vez, as agências governamentais, ao atuarem como agentes reguladores do mercado, têm desenvolvido outras orientações para a conexão de Gds (ANEEL, 2010). Além disso, com o intuito de atender as particularidades do próprio SDEE, as distribuidoras têm definido as próprias orientações (HYDRO, 2006; CPFL, 2017; ONE, 2013).

O objetivo destes documentos é sugerir a infraestrutura básica e os procedimentos dos equipamentos para a interconexão dos geradores distribuídos ao SEP. Em resumo, é preciso analisar os requisitos gerais, a resposta do SEP diante de condições de distúrbios e situações como a ope-

²A IEEE Std 1547 (2018) e seus submódulos trazem orientações gerais sobre a interconexão de recursos energéticos distribuídos. O primeiro módulo foi publicado em 2003 e, sequencialmente, foram apresentados outros que tratam da conexão de células combustíveis, geradores fotovoltaicos, dispositivos armazenadores de energia, operação isolada de Gds, conexão de GD em redes secundárias e orientações para estudos de impactos destes recursos.

ração isolada destes Gds, além da QEE (IEEE Std 1547, 2018; IEEE Std 1547, 2009; IEEE Std 1547, 2011). Quando da interconexão do Gd, esta unidade será submetida e certificada por meio de alguns testes, tais como (IEEE Std 1547, 2005):

- a) Resposta anormal da tensão e frequência - certifica se o gerador será desconectado caso a tensão e/ou frequência violem os limites definidos;
- b) Sincronização – o objetivo deste procedimento é demonstrar que o equipamento sob teste será sincronizado de forma precisa e confiável com o SEP e em acordo com as orientações da norma IEEE Std 1547 (2005), os geradores assíncronos devem ser testados separadamente por meio dos testes empregados aos geradores síncronos;
- c) Integridade da interconexão - certifica a proteção contra interferência eletromagnética, a capacidade de tensão nominal de operação dos equipamentos de controle e a capacidade dielétrica dos dispositivos para a condição de não paralelismo do Gd e a rede; e
- d) Ilhamento não intencional - independentemente do tipo de proteção anti-ilhamento utilizada, o teste deve certificar a eficácia da proteção.

A GD conecta as mais variadas fontes primárias de energias renováveis e não renováveis às redes elétricas. Dentre estas, destacam-se aquelas baseadas em combustíveis fósseis (motores de combustão interna, microturbinas a gás, motores *Stirling* e células a combustível) e fontes renováveis (geradores eólicos, biomassa e PCH) (LORA; HADDAD et al., 2006).

2.1 Microrredes

O conceito da microrrede foi apresentado inicialmente como uma solução confiável à integração de Gds. Estas são definidas como um grupo de cargas, unidades de GDs e Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) conectadas à rede principal e operadas para o suprimento seguro da eletricidade. Diferentes iniciativas têm procurado desenvolver o conceito da microrrede por meio de Programas de Pesquisa e Desenvolvimento (*P&D*). Quando se trata do seu modo de operação, a microrrede pode operar em modo conectado e isolado (KARIMI; NIKKHAJOEI; IRAVANI, 2008; KATIRAEI; IRAVANI; LEHN, 2005).

No modo conectado, o déficit de energia pode ser suprido pela rede principal e o excesso de energia gerada na microrrede pode ser transferida ao sistema ou utilizada em serviços ancilares. No modo isolado, a potência ativa e reativa dentro da microrrede, incluindo a transferência temporária para as unidades de armazenamento, devem estar em equilíbrio com a demanda das cargas locais (OLIVARES et al., 2014).

Em relação às estratégias de controle do Gd dentro da microrrede, estas são definidas com base nos requisitos funcionais e possíveis cenários operacionais. Geralmente, o controle da GD é determinado pela interação desta com o sistema e outras unidades existentes na microrrede.

O controle da frequência, tensão, potência ativa e reativa são funções do controle principal do Gd. Neste sentido, há dois tipos de controles aplicados às microrredes: aqueles destinados às máquinas síncronas (máquinas rotativas), e aqueles baseados em conversores eletrônicos e SAE (KATIRAEI et al., 2008). A compensação para qualquer diferença da potência ativa gerada na máquina síncrona e a demanda na carga é feita instantaneamente pela alteração da energia cinética da rotação das massas do sistema. Para pequenos distúrbios, com desvio de frequência, a taxa de variação da frequência pode ser calculada por:

$$\frac{d\Delta f(t)}{dt} = f_0 \frac{P_m(t) - P_e(t)}{2W_K} = f_0 \frac{\Delta P_{pu}(t)}{2H} = \frac{\Delta P_{pu}(t)}{M} \quad (2.1)$$

Em que f_0 é a frequência nominal do sistema, P_m e P_e é potência mecânica e elétrica, respectivamente, W_K é a energia cinética armazenada nas massas rotativas do sistema e, H e M são as constantes de inércia do sistema, definidas por:

$$H = \frac{W_K}{S_{base}} \quad (2.2)$$

$$M = \frac{2H}{f_0} \quad (2.3)$$

Se a reserva de geração é suficiente, então o controle primário da frequência restaura o equilíbrio de potência na microrrede e faz o *Rate of Change of Frequency* (ROCOF) igual a zero. De outro modo, um programa automático de corte de carga rejeitará determinada porção de potência ativa da carga e restabelecerá o equilíbrio geração-carga. Em sistemas com único gerador, é possível manter a frequência nominal de regime permanente diante das variações de demanda da carga por meio do controle da potência mecânica do conjunto turbina-gerador.

Tendo em vista que as cargas de um sistema são tipicamente modeladas como dependentes da tensão (KUNDUR, 1994), um controle de frequência baseado no sinal de tensão é apresentado em Farrokhhabadi, Cañizares e Bhattacharya (2017). A proposta pretende juntamente com os controladores convencionais ser uma solução viável ao controle da frequência em microrredes isoladas, principalmente na presença do GSD. O controlador proposto oferece vantagens significativas, reduzindo a dependência da microrrede em relação a grande conexão de energia renovável no SAE, o que torna estas microrredes mais viáveis. Em Olivares et al. (2014) e Guerrero et al. (2013) há outras técnicas de controle empregadas na operação de microrredes, principalmente no que se refere à dinâmica do controle *droop*.

Por se tratar de assuntos relacionados, este trabalho terá algumas dessas pesquisas como referência. Entretanto, ressalta-se que a definição de rede ora utilizada ao longo do trabalho não é tão ampla como o conceito da literatura técnica atual. O sistema apresentado na Figura 3.11 será adaptado para a conexão de uma unidade de GD, um gerador síncrono, mas a idéia da metodologia proposta poderá ser aplicada futuramente às microrredes.

2.2 Métodos de Detecção de Ilhamento

Os métodos de detecção do ilhamento geralmente são divididos em remotos e locais. Os métodos remotos são baseados na comunicação entre a concessionária, os dispositivos de proteção e manobra presentes na rede elétrica e os geradores distribuídos. Enquanto os métodos locais, baseiam-se em medidas de parâmetros ou variáveis da rede, sendo classificados em métodos passivos, ativos e híbridos (VELASCO et al., 2010; LI et al., 2014).

2.2.1 Técnicas Remotas

São técnicas que operam pelo princípio da comunicação entre a concessionária e o Gd. Na ocorrência do ilhamento, um sinal de abertura é enviada ao Gd. As técnicas baseadas em sistema *SCADA* (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e *PLCC* (*Power Line Carrier Communication*) enquadram-se nesta categoria (XU et al., 2007; BALAGUER-ALVAREZ; ORTIZ-RIVERA, 2010). Essas técnicas possuem a Zona de Não Detecção (ZND) nula, bom tempo de resposta, nenhum impacto à QEE, alta confiabilidade e eficiência em sistemas com múltiplos Gds. No entanto, estas técnicas são caras quando implementadas em sistemas de pequeno porte (BARSALI et al., 2002).

2.2.2 Técnicas Locais

São técnicas baseadas em medidas da variação de parâmetros do sistema como frequência, tensão, impedância, ângulo de fase, distorção harmônica, potência ativa e reativa no ponto de conexão do Gd. Essas técnicas são classificadas como passivas, ativas e híbridas. Inúmeras técnicas passivas e ativas foram desenvolvidas ultimamente (KHAMIS et al., 2013; RAZA et al., 2015).

Técnicas Passivas

Estas técnicas monitoram parâmetros do sistema como frequência, tensão e harmônicos no PAC ou terminais do Gd e os compara com valores predefinidos para a detecção do ilhamento.

As técnicas passivas mais comuns referem-se à taxa da variação da potência (ROCOP) (AHMAD; SELVARAJ; RAHIM, 2013), taxa da variação de frequência (ROCOF) (DING; CROSSLEY, 2005; JIA et al., 2014), taxa da variação da frequência em função da potência ativa (ROCOFOP) (PAI; HUANG, 2001), variação da impedância (O'KANE; FOX, 1997), desbalanço de tensão (MAHAT; CHEN; BAK-JENSEN, 2008), sub/sobretensão e sub/sobrefrequência (MANGO et al., 2006; CHOWDHURY et al., 2008), distorção harmônica (tensão e corrente) (MAHAT; CHEN; BAK-JENSEN, 2008; MANGO et al., 2006), relé salto de vetor (*Vector Surge Relay*) (SINGAM; HUI, 2006; FREITAS et al., 2007), taxa da variação da tensão e variação do fator de potência (SALMAN; KING; WELLER, 2001).

O baixo custo, boa velocidade na detecção do ilhamento e ausência de impacto na QEE são as principais vantagens das técnicas passivas. Entretanto, a ampla ZND e a dificuldade de

detecção para pequeno desbalanço de potência, são as principais desvantagens destas (RAZA et al., 2015).

Técnicas Ativas

As técnicas ativas interagem com a rede por meio da injeção de uma perturbação em variáveis do sistema tais como frequência, tensão, corrente e distorção harmônica.

As mais comuns referem-se à detecção do erro da potência reativa exportada (RPEED) (REDFERN; USTA; FIELDING, 1993; CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009), medição da impedância do sistema (AHMAD; SELVARAJ; RAHIM, 2013; O'KANE; FOX, 1997), *slip mode frequency shift method* (SMS) (LOPES; SUN, 2006; LIU et al., 2010), *Active Frequency Drift* (AFD) (MANGO; LISERRE; DELL'AQUILA, 2006), *frequency jump* (FJ) (LI et al., 2014), *Active frequency drift with positive feedback* (AFDPF) (ROPP; BEGOVIC; ROHATGI, 1999), *sandia frequency shift* (SFS) (ZEINELDIN; KENNEDY, 2009; ZEINELDIN; CONTI, 2011), *sandia voltage shift* (SVS) (TRUJILLO et al., 2010), variação da potência ativa e reativa (VELASCO et al., 2010; LI et al., 2014; MANGO; LISERRE; DELL'AQUILA, 2006), injeção de corrente de sequência negativa (KARIMI; YAZDANI; IRAVANI, 2008; TUYEN; FUJITA, 2011), injeção de sinal de alta frequência (REIGOSA et al., 2012; REIGOSA et al., 2014), capacitor virtual (CHIANG; JOU; WU, 2012), indutor virtual (JOU; CHIANG; WU, 2007) e *phase PLL perturbation method* (VELASCO et al., 2011).

Muitas destas técnicas são usadas para Gds conectados à rede por inversores. Quando comparadas às passivas, as técnicas ativas reduzem a ZND e minimizam a taxa de erro na detecção. Por outro, além de afetar a QEE, o sistema anti-ilhamento torna-se mais complexo diante da presença de dispositivos que injetam a perturbação (RAZA et al., 2015).

Técnicas Híbridas

Estas técnicas operam por meio das características combinadas entre as técnicas passivas e ativas. Durante a detecção do ilhamento, a técnica passiva tem a função primária no processo de detecção, enquanto a técnica ativa a função secundária.

Alguns exemplos destas técnicas incluem o método do ponto de ajuste do desbalanço de tensão e frequência (MENON; NEHRIR, 2007), técnica baseada na mudança da tensão e potência ativa (MAHAT; CHEN; BAK-JENSEN, 2009), injeção de flutuação de tensão (CHANG, 2010), técnica híbrida entre SFS e Q-f (VAHEDI et al., 2010) e a técnica baseada na taxa de variação da potência reativa e carga estratégica na conexão (LAGHARI et al., 2013).

2.3 Operação Isolada de Geradores Distribuídos

O ilhamento é a condição na qual parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da fonte principal (subestação). Entretanto, permanece energizada por Gds presentes na rede (IEEE Std 1547, 2018; JAYAWEERA et al., 2007; BALAGUER et al., 2011; LAGHARI et al., 2014). Há uma variedade de tipos de ilhamentos considerados nos subsistemas com Gds, os principais são (IEEE Std 1547, 2011):

- ✓ Ilhamento Local (*Facility island*) - refere-se à condição em que determinado usuário/proprietário de GD torna-se isolado do restante do SEP, geralmente definida por instalação isolada;
- ✓ Ilhamento Secundário (*Secondary island*) - situação em que múltiplos Gds e consumidores estão conectados diretamente ao secundário de um transformador de distribuição. Neste caso pode ocorrer a formação de várias ilhas em único ramal secundário da rede;
- ✓ Ilhamento Lateral (*Lateral island*) - nesta modalidade, um isolamento é formado por cargas alimentadas por um circuito de distribuição lateral;
- ✓ Circuito Ilhado (*Circuit island*) - é formado por cargas normalmente conectadas ao alimentador principal, em alguns casos, é o responsável pelo fluxo de carga entre o Gd e as cargas;
- ✓ Barra Isolada na Subestação (*Substation bus island*) - nesta modalidade, o ilhamento é formado por cargas que são alimentadas por barras simples da subestação;
- ✓ Subestação Ilhada (*Substation Island*) - ocorre quando o transformador ou a subestação de distribuição foram desconectados e o transformador remanescente não suporta a demanda da subestação. Este procedimento pode ser usado para o alívio imediato dos efeitos da sobrecarga, bem como melhorar os níveis de tensão nos alimentadores;
- ✓ Circuito Ilhado Adjacente (*Adjacent Circuit Island*) - esta condição caracteriza-se por haver cargas de um circuito a jusante à ilha alimentadas por esta. Isto proporciona a continuidade no fornecimento de energia ao circuito mesmo com a perda da subestação principal.

A Figura 2.1 apresenta os diversos exemplos de ilhamento que podem ocorrer nas redes de distribuição e quais dispositivos da rede realizam manobras no processo de formação de cada um deles. Em cada caso existe um ou mais dispositivos responsáveis pela formação da ilha em relação à rede principal, conforme apresenta a Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Dispositivos em operação para cada tipo de ilhamento.

Tipos de ilhamento	Dispositivo seccionado
Local	CB1
Secundário	CB2
Lateral	RC1
Circuito Ilhado	CB3
Barra Ilhada da Subestação	CB4 e CB6
Subestação Ilhada	CB5 e CB6
Circuito Ilhado Adjacente	RC2

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 2.1: Tipos de ilhamento em redes de distribuição de energia elétrica.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor, adaptada de IEEE Std 1547 (2011).

2.3.1 Ilhamento Não Intencional de Geradores Distribuídos

A ocorrência de ilhamentos pode levar a uma série de problemas tanto para as pessoas envolvidas, quanto para as cargas e geradores conectados no subsistema ilhado (JENKINS et al., 2000). Portanto, o procedimento atualmente recomendado pelas principais normas técnicas é desconectar todos os geradores ilhados logo após a ocorrência do ilhamento. Normalmente, o tempo requerido para a detecção do ilhamento e posterior desconexão do gerador é inferior a 500 milissegundos (ms), mas alguns guias técnicos mencionam que o desligamento dos geradores distribuídos pode ocorrer em até 2 segundos (VIEIRA JÚNIOR, 2006; JENKINS et al., 2000; IEEE Std 1547, 2018). Entretanto, havendo acordo mútuo entre os operadores da rede e do Gd, este tempo pode ser estendido até 5 segundos (IEEE Std 1547, 2018).

Diante desta recomendação, cada Gd dever ser equipado com um esquema de detecção de ilhamento. Os esquemas mais comuns empregados neste propósito devido ao baixo custo e simplicidade são os relés de sub/sobfrequência, relés de taxa de variação de frequência e os relés de sub/sobretensão. Entretanto, estas técnicas de detecção de ilhamento possuem limitações que podem resultar em falhas de detecção em determinadas condições do sistema elétrico,

principalmente aquelas vulneráveis à ZND. A falha do esquema de detecção de ilhamento é denominada tecnicamente como ilhamento não intencional (IEEE Std 1547, 2009; VELASCO et al., 2010).

Além de compreender as limitações devidas à ZND e determinar a eficiência dos dispositivos de detecção de ilhamento, é desejável expressar a probabilidade de ocorrência do ilhamento não intencional. Estudos indicam que em aplicações com GSD, não é prático conceber conclusões generalistas em relação à probabilidade do ilhamento não intencional, visto que estes geradores são influenciados por fatores como nível potência gerada e a técnica de detecção aplicada (SALLES et al., 2012).

Esquemas de detecção de ilhamento têm sua eficiência relacionada ao tipo de Gd. Técnicas eficazes em geradores síncronos podem não ser eficientes na proteção de Gds conectados por inversores, e vice-versa (MOHAMAD et al., 2011). Ora, se em subsistemas atuais têm-se as mais diversas formas de GD, logo faz-se necessário identificar esquemas de detecção de ilhamento que sejam eficazes aos mais diversos tipos de Gds.

As técnicas baseadas em medidas de frequência e tensão são consideradas métodos de detecção de ilhamento universais, pois são empregados em ambos geradores, principalmente os síncronos. Entretanto, estas soluções são limitadas por sua ampla ZND, principalmente aqueles Gds conectados à rede por inversores. Por outro lado, mesmo as técnicas baseadas em comunicação e também consideradas universais, são caras quando aplicadas à detecção do ilhamento em sistemas de pequeno porte.

Algumas técnicas inteligentes de detecção do ilhamento foram propostas e mesmo não sendo capazes de identificar todas as ocorrências de ilhamento, permitiram definir quais parâmetros e condições carecem de análises na detecção de ilhamento. Algumas técnicas baseadas na Lógica *Fuzzy* mostraram-se bem precisas em termos de detecção de ilhamento, classificação dos eventos ilhados e a redução da ZND próximo a zero (SAMANTARAY et al., 2010; SHAYEGHI et al., 2016). Independentemente do tipo de técnica aplicada, exige-se precisão destas quanto à detecção de ilhamento, não operando em eventos que não sejam o isolamento da rede (falsa detecção) (FAQHRULDIN; EL-SAADANY; ZEINELDIN, 2014; IEEE Std 1547, 2018).

Quando a operação ilhada não é permitida, a detecção eficiente do ilhamento e a desconexão imediata do Gd podem evitar danos a equipamentos, interferência na proteção da rede e riscos à segurança da equipe de manutenção (IEEE Std 1547, 2018). As técnicas passivas, que detectam o ilhamento baseado na medição do sinal de tensão ou frequência, quando comparadas às técnicas ativas, são vantajosas devido à não degradação da QEE, baixo custo e domínio das técnicas devido ao uso generalizado pelas concessionárias (MOHAMAD et al., 2011; ALOBEIDLI et al., 2015).

Várias técnicas usando processamento de sinal e classificadores inteligentes têm sido usadas para superar as limitações das técnicas passivas. Técnicas de processamento de sinais são adotadas devido à sua versatilidade, estabilidade, relação custo-eficácia e facilidade de modificação. A desconexão dos Gds após a ocorrência de um ilhamento pode não ser uma solução

economicamente viável, uma vez que tais geradores atendem a demanda parcial ou total de cargas no sistema. Neste sentido, muitos pesquisadores têm desenvolvido trabalhos que consolidem a operação do ilhamento intencional em SDEEs (MOHAMAD et al., 2013; BACELAR, 2013; MENDONÇA, 2014; ALOBEIDLI et al., 2015).

As aplicações conjuntas destas técnicas e classificadores inteligentes, possibilitaram a detecção de ilhamento precisa, rápida e pouco limitada pela ZND. Em todos os trabalhos apresentados, essas técnicas foram empregadas para detecção de ilhamento e desconexão da GD. Entretanto, neste trabalho elas farão a detecção de ilhamento e enviarão o sinal de mudança do controle do gerador do modo "em paralelo" para o modo "ilhado". Assim, o esquema de detecção de ilhamento não causará a desconexão do Gd. Neste objetivo, o êxito do ilhamento intencional depende diretamente da eficiência da técnica de detecção do ilhamento. Desta forma, a precisão e o tempo de detecção de ilhamento são fatores importantíssimos no processo.

De acordo com a literatura técnica, as principais técnicas baseadas em processamento de sinais usadas na detecção de ilhamento são as Transformadas de Fourier, S, Hilbert Huang, Wavelet e TT. Diante destes resultados, a eficiência destas técnicas mostrou-se fundamental à operação bem sucedida do ilhamento intencional de Gds (RAZA et al., 2015).

2.3.2 Ilhamento Intencional de Geradores Distribuídos

As redes elétricas convencionais têm por meio dos avanços propostos pelas redes inteligentes (*Smart Grid*) a possibilidade de viabilidade da operação isolada de Gds. Em condições emergenciais do sistema de distribuição, redes com Gds serão intencionalmente isoladas para manter a injeção contínua de potência e reduzir o tempo de indisponibilidade no fornecimento da energia elétrica (MOHAMAD et al., 2013; CHEN; XU; ØSTERGAARD, 2013).

Estas redes serão planejadas para atuarem isoladas, por isso exige-se a análise completa da operação do ilhamento, modo paralelo, transição deste ao modo ilhado e reconexão. Havendo o intuito de realizar esta operação nos SDEEs, o planejamento da rede é importante, principalmente no que se refere ao desempenho do sistema de proteção (SALLES, 2013; IEEE Std 1547, 2018).

As análises devem incluir os dispositivos de manobras, funções de proteção e sistema de comunicação, além dos estudos em regime permanente e dinâmico da operação isolada. O objetivo deste planejamento é para que todo processo de controle do ilhamento intencional seja automático (ASSIS; TARANTO, 2012; MENDONÇA, 2014). Além disso, a operação planejada do ilhamento intencional requer um controle apropriado para os dois modos de operação, i.e., rede conectada e ilhada. Estes procedimentos constituem o que se denomina como Sistema de Ilhamento Intencional da Geração Distribuída (SIIGD) (IEEE Std 1547, 2011).

Embora o ilhamento intencional de Gds seja investigado e reconhecido pelos benefícios à confiabilidade, sustentabilidade e menores custos de energia, a operação isolada destes geradores ainda não é viável diante dos possíveis riscos e danos à rede. Sendo assim, é necessário identificar as barreiras e fatores da operação isolada dos geradores distribuídos, e assim, maxi-

mizar os benefícios do Gd conectado à rede (SOSHINSKAYA et al., 2014; SMITH et al., 2015). A fim de proporcionar um planejamento adequado do SIIGD, deve-se entender os tipos de ilhamentos e as condições operacionais deste pré-isolamento. Sendo assim, deve-se analisar os seguintes aspectos do SIIGD:

- ✓ Mudanças na magnitude e direção do fluxo de potência;
- ✓ Controle adequado da frequência, tensão e QEE;
- ✓ Requisitos dos tipos de cargas presentes na ilha;
- ✓ Condições em regime permanente e transitório do sistema elétrico;
- ✓ Interação entre os Gds da ilha; e
- ✓ Reservas marginais, corte de carga, resposta da demanda e outras condições importantes à formação estável do ilhamento intencional.

Não obstante, o SIIGD traz outras questões no seu planejamento, implantação e controle que certamente exigem outras análises:

- ✓ Danos aos equipamentos presentes na ilha oriundos das oscilações indevidas de frequência e tensão;
- ✓ Segurança da população, pessoal de manutenção e operadores da rede;
- ✓ Deterioração dos índices de QEE;
- ✓ Mudanças significativas dos efeitos das faltas na rede entre a operação em modo conectado e ilhado;
- ✓ Coordenação do sistema de proteção;
- ✓ Regulação de tensão e frequência; e
- ✓ Carga e rede desequilibrada;
- ✓ Equilíbrio carga-geração – desbalanço de potência ativa e reativa.

Mesmo que estudos indiquem condições favoráveis à operação do ilhamento intencional, o período transitório na formação da ilha é incerto e crucial (AGHAMOHAMMADI; SHAHMOHAMMADI, 2012; QUIRÓS-TORTÓS et al., 2014). Quando da presença de várias unidades de Gds na mesma rede, a transição do modo conectado ao ilhado é ainda mais desafiante. Sendo assim, é bem pertinente se estabelecer a Região Segura do Ilhamento (RSI). Esta análise define os níveis específicos de injeção de potência ativa que viabilizará a operação do ilhamento intencional sem impactos significativos na operação segura da rede. Em primeira análise, dois espaços são definidos (CHEN; XU; ØSTERGAARD, 2011):

- ✓ Espaço da potência ativa para o ilhamento (*RPSI – Real Power Space for Islanding*) – nesta região existem n eixos ou dimensões que representam a potência ativa dos Gds e a carga na rede; e
- ✓ Espaço do estado (*SS – State Space*) – região onde o sistema é representado por seus parâmetros de estado como magnitude e ângulos de fase das tensões, correntes nas barras e frequência da rede.

O algoritmo usado no trabalho garante que caso as condições de operação do sistema estejam na RSI, a transição da rede para o modo ilhado é viável. De outro modo, um esquema de coordenação da geração ou ajuste da carga pode retornar o sistema à região segura. Entretanto, devido a limitações inerentes no trabalho, este método requer estudos mais detalhados e específicos que melhore o conceito da RSI. Uma destas limitações refere-se à complexidade do desenvolvimento matemático, impedindo sua aplicação em tempo real.

Existem vários métodos construtivos da RSI, o mais simplificado é por meio de simulações no domínio do tempo. Esta abordagem considera condições viáveis de carga e geração em múltiplas simulações da operação ilhada. Como os resultados são analisados por critérios operacionais que determinam a formação segura da ilha, a RSI pode ser constituída com base em pontos seguros de operação da geração e carga. O método resume-se em fornecer ao operador do sistema uma imagem clara e rápida sobre a viabilidade da operação isolada da rede (CHEN; XU; ØSTERGAARD, 2011).

O conceito de rede ativa tem maximizado os benefícios da GD aos sistemas de energia elétrica, principalmente àqueles com poucos recursos para interrupções no fornecimento da energia elétrica. Neste aspecto, estas redes são consideradas autônomas por meio de unidades de GD que integradas aos SDEEs possibilitam uma operação eficiente, confiável e segura. No entanto, a transição entre o modo conectado e isolado é um estágio decisivo à operação segura do ilhamento intencional, principalmente pelas variações transitórias de frequência e tensão. Por isso, a avaliação do desempenho estático e dinâmico é tão importante, bem como a análise dos elementos determinantes do comportamento transitório da tensão e frequência (LIMA, 2013).

No instante da ocorrência do ilhamento, a ilha pode ficar exposta às oscilações momentâneas de frequência e tensão que dependem basicamente do Desbalanço de potência ativa (ΔP) e **DQ!** (**DQ!**). Embora os SDEEs estejam vulneráveis e seus índices de confiabilidade não sejam satisfatórios, ainda se exige que a QEE seja mantida dentro dos padrões definidos (JENKINS et al., 2000). Sendo assim, as concessionárias devem estabelecer planos de estudos, testes das condições dinâmicas e instalar equipamentos que mantenham adequados os níveis de frequência e tensão em redes com GD.

A dinâmica do ilhamento, com evidência aos níveis de tensão, dependerá em suma do tipo de configuração da rede, sistema de controle dos Gds, tipo e capacidade do gerador, tipo de ligação do transformador de conexão e método de regulação da tensão na rede (IEEE Std 1547,

2009). Contudo, estas variações de frequência e tensão dependem do ponto de operação da rede no instante da ocorrência do ilhamento, sobretudo do ΔP e DQ !

No que se refere ao controle dos níveis da tensão, o gerador síncrono é equipado com um sistema de excitação que controla diretamente a tensão, fator de potência ou a potência reativa. Além de responsável pelo fator de potência, o sistema de excitação do gerador síncrono é responsável pela tensão terminal da máquina e magnitude da corrente gerada (SAUER; PAI, 1998; JAN; JANUSZ; JAMES, 2008). Além de manter a tensão terminal a níveis adequados em regime permanente, deve-se responder a distúrbios transitórios de acordo com sua capacidade (KUNDUR, 1994).

Na prática, o sistema de excitação é ajustado para manter o fator de potência fixo em valores nominais definidos em normas. Neste aspecto, a definição do modo de controle adequado aplicado a uma GD envolve além dos aspectos de estabilidade transitória, estudos de regime permanente em que se avalia o perfil de tensão e o carregamento do sistema (RESENER, 2011). As análises destas condições expressarão se o cenário no instante do ilhamento é viável ao controle dos níveis de tensão e/ou frequência na rede. Portanto, a estabilidade transitória e estática dependerá da reserva de potência reativa e o equilíbrio carga-geração do sistema.

2.3.3 Planejamento do Sistema de Ilhamento Intencional

A operação de qualquer microrrede baseia-se no controle em que cada elemento que a compõe é subordinado a um controle central na subestação que a integra ao restante do sistema. Neste aspecto, a microrrede pode ser vista como um conjunto de equipamentos focados na eficiência, QEE e redução dos distúrbios no fornecimento da energia elétrica. Sendo assim, o sistema de comunicação integrador do controle, a proteção e as técnicas de otimização são requisitos fundamentais das microrredes e redes inteligentes – *Smart Grid* (ASSIS; TARANTO, 2012; DAS et al., 2015; STRBAC et al., 2015).

De modo geral, as redes que pretendem operar ilhadas, devem definir e monitorar as seguintes informações (IEEE Std 1547, 2011):

- ✓ Localização, tamanho e configuração dos bancos de capacitores, equipamento de regulação de tensão, reatores, dispositivos de proteção, seccionadoras e transformadores;
- ✓ Especificações técnicas e requisitos operacionais das cargas;
- ✓ Características técnicas da GD, fonte primária de energia e capacidade de restauração da rede em condições emergenciais;
- ✓ Parâmetros dos elementos da rede: sistema de aterramento, nível de curto circuito, regulação de tensão, esquema de proteção e esquemas de automação;
- ✓ Perfis de tensão, frequência e QEE em condições de regime permanente e transitório; e
- ✓ Planejamento da expansão e operação da rede.

Entre os vários elementos que compõem os SDEEs, as cargas contribuem diretamente na dinâmica do ilhamento. O comportamento da carga na rede dentre outros fatores depende dos níveis de demanda de potência ativa/reactiva, tipo de acionamento, controle da tensão e frequência elétrica (IEEE Std 1547, 2011; LIMA, 2013). Neste aspecto, a filosofia de medição e controle aplicado na rede é correlata à filosofia que se deve aplicar no SIIGD.

A infraestrutura planejada para as redes inteligentes permitirá níveis detalhados de medição de cada consumidor, a ponto de permitir o controle de demanda e executar a tarifação de cada cliente em acordo com a curva de carga do sistema. Esta infraestrutura de medição avançada, monitoração em tempo real e controle da concessionária sobre as instalações de seus clientes é chamada de *Advanced Metering Infrastructure* (AMI). Por meio da técnica *Fault Location Isolation and System Restoration* (FLISR) é possível avaliar a viabilidade do ilhamento intencional e executar as manobras para que isso aconteça automaticamente. Esta infraestrutura composta por dispositivos de proteção, automação e sistema de comunicação é definida como Sistema de Controle do Ilhamento Automático (SCIA) e foi proposta em Mendonça (2014).

A análise da área ilhada avaliará a estrutura física da rede e o equilíbrio carga-geração para viabilizar o ilhamento intencional. Neste sentido, deve-se analisar quais pontos serão seccionados para manter o equilíbrio carga-geração. Inclusive, deve-se considerar a integração de novos dispositivos de manobras. Neste processo, as tecnologias de comunicação têm papel fundamental na formação do ilhamento, uma vez que a velocidade de atuação do SCIA é parâmetro fundamental do controle automático. Em contrapartida, o esforço computacional do algoritmo implementado no SCIA deve ser mínimo. Para isso, a aquisição de dados e os cálculos que definirão o tamanho da ilha devem ser feitos na condição de pré-falta. Dessa forma, reduz-se o tempo de envio da transferência de disparo (*transfer-trip*) e o tempo de alimentação do curto-circuito pelo Gd.

A estrutura de comunicação e o algoritmo tratam apenas de aspectos regionais, sem considerar informações ou comando de hierarquias mais altas, como um centro de controle da distribuição. Para que a rede tenha uma operação isolada segura, o SCIA deve executar as seguintes etapas:

- ✓ Detecção do defeito e separação da concessionária;
- ✓ Envio da informação ao controlador regional;
- ✓ Processamento das manobras de isolamento do defeito;
- ✓ Envio de *trip* para formação da ilha;
- ✓ Atuação da proteção;
- ✓ Operação estável em modo ilhado;
- ✓ Correção da rede defeituosa; e

✓ Reestabelecimento da condição normal.

A proposta de automação para o ilhamento intencional mostrou-se viável por meio do retorno financeiro à concessionária, pela maior disponibilidade de venda de energia para o proprietário do Gd e a redução das multas por compensação financeira devido a baixos índices de fornecimento da energia elétrica, Mendonça (2014, p. 157).

2.3.4 Dinâmica e Controle do Ilhamento Intencional

A estratégia de controle do gerador distribuído durante a operação do ilhamento intencional é normalmente classificada em modo conectado e ilhado. Quando conectados, os Gds são normalmente configurados a manter potência ativa (P) e reativa (Q) constantes (controle PQ). Quando isolados são configurados para controlar a frequência e a tensão na ilha (controle V-f) (MOHAMAD et al., 2011; LIMA, 2013). No modo controle V-f, o Gd passa do controle de potência reativa ao de tensão na malha de regulação da tensão, e do controle de potência ativa ao de frequência na malha de regulação da velocidade (RESENER, 2011; ROCHA, 2014).

Devido à diversidade dos tipos de Gds conectados à rede (máquinas rotativas e inversores), a existência de múltiplos controles na mesma rede é inevitável. Diante disso, controles mais complexos que considerem a divisão de carga e o sincronismo com a rede são necessários. Nas máquinas síncronas, por exemplo, há sempre um regulador de velocidade e uma excitatriz que regulam a frequência elétrica e a tensão terminal da máquina. Nestas máquinas, em modo ilhado, o controlador regula a potência ativa ou a frequência elétrica (P-f) e a excitatriz regula a potência reativa ou a tensão (Q-V) (BOLDEA, 2015).

A operação adequada do SEP em corrente alternada ocorre quando frequência e tensão mantêm-se dentro de limites aceitáveis definidos por regulamentos técnicos. O fluxo de potência nestas condições está relacionado à energia de entrada da máquina, portanto, relacionada à velocidade do gerador síncrono. Em contrapartida, o controle de potência reativa está ligado à regulação terminal da tensão. Sendo assim, uma variação severa na frequência poderá desencadear num colapso de velocidade e, por conseguinte, uma variação severa de potência reativa suscitará num colapso de tensão. A equação de oscilação da máquina síncrona (ou equação *swing*) pode ser expressa por 2.4 (BOLDEA, 2015):

$$2H \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e \quad (2.4)$$

Em que:

H – é o valor da constante de inércia do gerador (segundos);

T_m - torque mecânico da turbina (p.u.); e

T_e - torque elétrico do gerador síncrono (p.u.).

A equação 2.4 demonstra que as variações de velocidade do gerador são proporcionais à diferença entre torque mecânico e torque eletromagnético. Neste aspecto, grandes desbalanços de potência ativa resultam em grandes taxas de variação de frequência e consequentemente

em grandes desvios de frequência devido à lenta resposta do controle primário, o que na prática significa esforços mecânicos sobre o conjunto turbina-gerador. Neste sentido, uma análise adequada da operação do ilhamento intencional, incluindo o ΔP na rede, é imprescindível à formação estável e segura da ilha. O controle da potência ativa e velocidade dos geradores síncronos paralelos à rede ou isolados é uma tarefa do regulador de velocidade.

Do ponto de vista prático há três tipos básicos de modo de controle usados em geradores síncronos, a saber: isócrono, *droop* e fixo (MOHAMAD et al., 2011). De maneira simples, o controle isócrono baseia-se no uso de um regulador proporcional integral que procura eliminar o erro de regime permanente, enquanto que o controle *droop* é dado pela introdução de um ganho de realimentação R conhecido como *estatismo permanente*. Para o modo de controle fixo, o valor fixo de potência ativa precisam ser especificados.

Para que a rede atue isoladamente, diversos reguladores têm sido propostos. Entretanto, a complexidade muda com o número de Gds conectados, potência nominal, tipo do Gd e turbinas. Em redes com um Gd conectado, comumente, usa-se o regulador fixo ou *droop* quando paralelo ao sistema elétrico e isócrono quando isolado. No controle fixo, valores fixos de potência ativa devem ser especificados, enquanto o isócrono ao eliminar o erro de regime permanente, restaura a velocidade a valores nominais (MOHAMAD et al., 2011).

2.4 Considerações Finais

A proposta desta seção foi de identificar elementos práticos e teóricos que viabilizassem o ilhamento intencional por meio da operação e controle de GSDs. Neste objetivo, fez-se a revisão de trabalhos científicos, normas e guias técnicos, inclusive estudos de casos, cujas contribuições estão relacionadas à operação isolada de GDs, priorizando aqueles trabalhos que propunham estratégias de operação do ilhamento intencional na geração distribuída, com foco nos GSDs.

Inicialmente apresentou-se a visão geral da conexão de Gds a rede elétrica e a perspectiva da operação isolada destes. Sequencialmente, abordaram-se alguns conceitos sobre o controle básico da rede, além da própria definição desta em relação aos elementos que a constituem. Por ser o objetivo desta tese a viabilidade do ilhamento intencional, assuntos como ilhamento não-intencional, métodos de detecção de ilhamento e operação dos Gds na dinâmica do ilhamento intencional foram também apresentadas .

Modelagem dos Elementos do Sistema Elétrico

Este capítulo apresenta a ferramenta computacional utilizada para realizar as simulações necessárias, bem como os modelos matemáticos e computacionais dos elementos do sistema elétrico utilizados neste trabalho. As seguintes considerações foram admitidas na condução deste trabalho:

- ✓ As linhas de distribuição foram consideradas simétricas e as cargas balanceadas, muito embora estejam presentes nas redes de distribuição de energia elétrica a assimetria em fases e o desequilíbrio das cargas. Principalmente em sistemas de distribuição com grande presença de geradores síncronos distribuídos (SALIM, 2011; FERNANDES, 2012). Esta consideração proporcionará uma avaliação qualitativa dos resultados obtidos neste trabalho e apontará tendências sobre os requisitos a serem observados para viabilizar a operação ilhada. Ressalta-se que o planejamento das redes de distribuição de energia elétrica ocorre de maneira que proporcione o equilíbrio das cargas entre as fases, minimizando desta forma o desbalanço. Entretanto, em análises mais bem detalhadas destes sistemas desequilibrados, o ideal é executar uma modelagem trifásica dos elementos; e
- ✓ Foi admitida a presença de apenas um gerador distribuído no alimentador. O objetivo desta estratégia é identificar claramente a influência de um único GD e depois em outros trabalhos, generalizar a metodologia na presença de múltiplos geradores.

3.1 O SimPowerSystems

A ferramenta computacional empregada no desenvolvimento das simulações dinâmicas do sistema elétrico foi o *SimPowerSystems* em conjunto com os modelos desenvolvidos pelo usuário no ambiente Matlab/Simulink. O *SimPowerSystems* é uma ferramenta computacional eficiente na análise de transitórios em sistemas eletromecânicos (HYDRO-QUÉBEC, 2009). Ele é um conjunto de bibliotecas com modelos dinâmicos de vários elementos de sistemas de potência. O

conjunto de bibliotecas do *SimPowerSystems* é bem completo com modelos de diversos componentes de rede, tais como elementos RLC concentrados, cargas não lineares, diversos modelos de máquinas elétricas e controles associados, modelos de linhas de transmissão com parâmetros concentrados (modelo π -equivalente) e distribuídos (modelo de Bergeron), disjuntores, componentes de eletrônica de potência e controles associados.

Estes elementos podem ser utilizados em conjunto com modelos existentes no Matlab/Simulink e assim como modelos desenvolvidos pelo usuário por meio do Matlab/Simulink, Matlab (arquivos .m), linguagem de programação Fortran ou C. Além disso, há um mecanismo para o cálculo de valores iniciais das variáveis das máquinas elétricas e controles associados usando cálculo de fluxo de carga. Nesta pesquisa foi usada a versão R2010a do *SimPowerSystems* (HYDRO-QUÉBEC, 2009).

3.2 Modelagem dos Componentes da Rede Elétrica

Esta seção apresentará os modelos computacionais dos principais elementos que compõe a rede elétrica na qual serão realizadas as simulações computacionais.

3.2.1 Gerador Síncrono

Máquinas síncronas são representadas no *SimPowerSystems* por um modelo de sexta ordem (modelo subtransitório) que considera a dinâmica do estator, dos enrolamentos de campo e de amortecimento (KUNDUR, 1994). O bloco da máquina síncrona opera nos modos gerador e motor. A operação é determinada pelo sinal de potência mecânica. Quando positiva, opera-se como gerador e, quando negativa opera como motor. A Figura 3.1 apresenta o circuito elétrico equivalente da máquina síncrona.

Figura 3.1: Modelo elétrico da máquina síncrona.

Fonte: Adaptada pelo autor a partir de HYDRO-QUÉBEC (2009).

Os índices do modelo da Figura 3.1 se referem às seguintes grandezas:

d, q : eixo direto e em quadratura, respectivamente;

r, s : rotor e estator, respectivamente;

l, m : indutâncias de dispersão e de magnetização, respectivamente; e

f, k : enrolamento de campo e de amortecimento, respectivamente.

O modelo matemático que representa a parte elétrica do gerador síncrono utiliza as seguintes equações:

$$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \phi_d - \omega_r \phi_q \quad (3.1)$$

$$V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt} \phi_q - \omega_r \phi_d \quad (3.2)$$

$$V'_{fd} = R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \phi'_{fd} \quad (3.3)$$

$$V'_{kd} = R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \phi'_{kd} \quad (3.4)$$

$$V'_{kq1} = R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq1} \quad (3.5)$$

$$V'_{kq2} = R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq2} \quad (3.6)$$

$$T_e = \frac{3}{2} p (\phi_{ds} i_{qs} - \phi_{qs} i_{ds}) \quad (3.7)$$

Em que:

$$\phi_d = L_d i_d + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}) \quad (3.8)$$

$$\phi_q = L_q i_q + L_{mq} (i'_{fd} + i'_{kq}) \quad (3.9)$$

$$\phi'_{fd} = L'_{kd} + i'_{fd} + L_{md} (i_d + i'_{kd}) \quad (3.10)$$

$$\phi'_{kd} = L'_{kd} + L_{md} (i_d + i'_{fd}) \quad (3.11)$$

$$\phi'_{kq1} = L'_{kq1} i'_{kq1} + (L_{mq} i_q) \quad (3.12)$$

$$\phi'_{kq2} = L'_{kq2} i'_{kq2} + (L_{mq} i_q) \quad (3.13)$$

O modelo do sistema eletromecânico é dado por Kundur (1994):

$$\frac{d}{dt}w_r = \frac{1}{2H}(T_m - T_e) \quad (3.14)$$

$$\frac{d}{dt}\theta_r = w_r - w_0 = \Delta w_r \quad (3.15)$$

Os parâmetros das equações apresentadas anteriormente são definidos por:

V_d, i_d - Tensão (p.u.) e corrente (p.u.) de eixo direto, respectivamente;

V_q, i_q - Tensão (p.u.) e corrente (p.u.) de eixo em quadratura, respectivamente;

V'_{fd}, i'_{fd} - Tensão (p.u.) e corrente (p.u.) de campo, respectivamente;

V'_{kd}, i'_{kd} - Tensão (p.u.) e corrente (p.u.) do enrolamento amortecedor de eixo direto respectivamente;

$V'_{kq1}, i'_{kq1}, V'_{kq2}, i'_{kq2}$ - Tensões (p.u.) e correntes (p.u.) dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura, respectivamente;

R_s - Resistência do estator (p.u.);

R'_{fd} - Resistência de campo referido ao estator (p.u.);

R'_{kd} - Resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator (p.u.);

R'_{kq1}, R'_{kq2} - Resistência dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (p.u.);

L_d, L_{md} - Indutância total (p.u.) e indutância mútua (p.u.) de eixo direto;

L_q, L_{mq} - Indutância total (p.u.) e indutância mútua (p.u.) de eixo em quadratura;

L'_{fd} - Indutância do enrolamento de campo referida ao estator (p.u.);

L'_{kd} - Indutância do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator (p.u.);

L'_{kq1}, L'_{kq2} - Indutâncias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (p.u.);

ϕ_d, ϕ_q - Fluxos de eixo direto e quadratura (p.u.);

ϕ'_{fd} - Fluxo no enrolamento de campo (p.u.);

ϕ'_{kd} - Fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direto (p.u.);

ϕ'_{kq1}, ϕ'_{kq2} - Fluxos nos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura (p.u.);

w_r - Velocidade angular mecânica do rotor (rad);

θ_r - Posição angular mecânica do rotor (p.u.);

T_e - Torque eletromagnético (p.u.);

T_m - Torque mecânico no eixo do rotor (p.u.);

H - Constante de inércia do rotor (s); e

p - Número de pares de pólos.

3.2.2 Regulador de Velocidade e a Turbina a Vapor

O modelo utilizado neste trabalho para representar o regulador de velocidade e a máquina primária é composto por um sistema de controle de velocidade e uma turbina a vapor de quatro

estágios com um eixo de até quatro massas. O regulador de velocidade de uma turbina a vapor é o dispositivo responsável pela abertura da válvula de vapor ou combustível conforme o desvio de frequência em sua entrada. O tipo empregado neste trabalho foi um regulador de velocidade mecânico-hidráulico. O sistema de controle de velocidade consiste de um regulador proporcional, um relé de velocidade e um servomotor para controlar a abertura da válvula conforme diagrama de blocos da Figura 3.2 (IEEE, 1973; KUNDUR, 1994).

Figura 3.2: Modelo do regulador de velocidade de uma turbina a vapor.

Fonte: Adaptada pelo autor a partir de HYDRO-QUÉBEC (2009).

P_{ref} - potência elétrica de referência (p.u.);

w_{ref} - velocidade de referência (p.u.);

w - velocidade do gerador (p.u.);

R_p - ganho de estatismo;

K_d - ganho do regulador;

P_m - fluxo de potência mecânica da turbina (p.u.);

T_{SR} - constante de tempo do relé de velocidade (s);

T_{SM} - constante de tempo do servomotor (s); e

Δa - abertura da válvula.

A turbina a vapor tem quatro estágios individualmente modelados por uma função de transferência de primeira ordem. A primeira fase corresponde ao "tanque pulmão", enquanto os três estágios sequenciais representam os reaquecedores. A caldeira não é modelada e a pressão da caldeira é constante em 1,0 pu. As frações F2 a F5 são usadas para distribuir a potência da turbina aos vários estágios como apresentado pela Figura 3.3, sendo $P_{caldeira}$ a potência associada ao vapor proveniente da caldeira (p.u.).

Figura 3.3: Turbina a vapor com reaquecimento.

Fonte: Adaptada pelo autor a partir de HYDRO-QUÉBEC (2009).

3.2.3 Modelo Dinâmico do Sistema de Excitação

O sistema de excitação de geradores síncronos conectados em redes de transmissão é normalmente controlado para manter a tensão terminal constante. Porém, no caso de geradores síncronos conectados a redes de distribuição, atualmente, não há consenso nos diferentes guias e práticas adotadas pelas concessionárias sobre qual a melhor filosofia de controle para o sistema de excitação. De forma geral, há duas formas de controle que podem ser empregadas: potência reativa constante (fator de potência) - PQ, ou tensão constante - PV (JENKINS et al., 2000; RESENER, 2011; LIMA, 2013).

Um esquema geral do sistema de excitação de geradores síncronos é apresentado na Figura 3.4, o qual consiste de circuitos de medição e processamento de sinais, um regulador e uma excitatriz. Por meio da Figura 3.4, um determinado sinal de erro é enviado ao regulador, sendo a tensão de campo da excitatriz, E_{FD} , ajustada na saída do regulador. Além disso, o conjunto regulador/excitatriz usualmente é equipado com limitadores de sobre/subexcitação (KUNDUR, 1994), os quais, de fato limitam a quantidade de potência reativa injetada ou consumida pelo gerador. A excitatriz pode ser controlada para atuar como um regulador de tensão ou de potência reativa (regulador de fator de potência).

O modelo utilizado para representar o sistema de excitação do gerador síncrono é mostrado na Figura 3.5 e cujo modelo encontra-se disponível na biblioteca do SimPowerSystems (HYDRO-QUÉBEC, 2009; IEEE Std 421.5, 2016). As entradas referidas como 'X' podem ser magnitude de tensão, fator de potência ou potência reativa, de acordo com o controle do sistema de excitação empregado, i.e., controle de tensão, fator de potência e potência reativa, respectivamente. Neste trabalho, tal sistema de excitação teve a inserção de um regulador de potência reativa, cujo sinal V_{qe} é adicionado diretamente ao ponto de soma junto ao sinal de referência (X_{ref}), que neste

trabalho será V_{ref} . Esta estrutura tem duas malhas de controle, a de fator de potência (malha externa) com sua ação lenta e a do próprio sistema de excitação (malha interna) de ação rápida (RESENER, 2011; PIARDI, 2017).

Figura 3.4: Esquema de controle de excitação de um gerador síncrono.

Fonte: Adaptada pelo autor a partir de HYDRO-QUÉBEC (2009).

Figura 3.5: Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE DC1A.

Fonte: Adaptada pelo autor a partir de HYDRO-QUÉBEC (2009).

As constantes do sistema de excitação são:

t_r - constante de tempo do filtro passa baixa (s);

t_c, t_b - constantes de tempo do compensador *lead-lag* (s);

k_a, t_a - ganho e constante de tempo (s) do sistema de primeira ordem que representa o regulador principal;

k_f, t_f - ganho e constante de tempo (s) do sistema de primeira ordem que representa a realimentação;

k_e, t_e - ganho e constante de tempo (s) do sistema de primeira ordem que representa a excitação;

V_{Rmax}, V_{Rmin} - limites máximo e mínimo de saída do regulador de tensão, relacionado à saturação da excitatriz ou a limitações do circuito amplificador (p.u.);

E_{fd} - tensão de campo do gerador síncrono (p.u.); e

$S_E(E_{fd})$ - função linear da tensão de campo que representa a saturação da excitatriz $A_{sat} \exp(B_{sat} E_{fd})$.

3.2.3.1 Modelo do Controlador de Potência Reativa

No caso do controle de fator de potência ou de potência reativa, o sinal medido X é o fator de potência ou a potência reativa fornecida pelo gerador. A tensão de campo é automaticamente ajustada para manter o fator de potência ou a potência reativa constante. Esse tipo de regulador é frequentemente utilizado no controle de excitação de grandes motores síncronos (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1999). Logo, quando se opera o Gd no modo de controle PQ, a entrada referida como 'X' é a potência reativa (Q_{ref}), e quando se controla o Gd em modo PV, essa entrada de referência é V_{ref} .

No caso de geradores distribuídos, o modo de controle PQ é a estratégia adotada por produtores independentes para evitar o pagamento de penalidades devido ao consumo excessivo de potência reativa ou para maximizar a geração de potência ativa. Neste caso, usualmente, a operação com fator de potência unitário é admitida.

O controlador de potência reativa aplicado neste trabalho tem o diagrama de blocos apresentado na Figura 3.6 e foi desenvolvido a partir da proposta de Piardi (2017). O modelo proposto é dividido em dois módulos. O primeiro refere-se ao bloco de cálculo da potência reativa de referência, cuja entrada é o valor do fator de potência de referência, a informação se o mesmo é capacitivo ou indutivo e a potência ativa instantânea injetada pelo GSD. O segundo bloco é um controlador PI que busca zerar o erro entre a potência reativa de referência e a potência injetada pelo GSD em regime permanente.

A estrutura do controlador permite realizar o controle pelo sinal do fator de potência. Contudo, não há como identificar o sentido do fluxo de potência reativa nos terminais do GSD, uma vez que injetar ou absorver um mesmo valor de reativos resulta em um mesmo valor de fator de potência. Sendo assim, opta-se pelo sinal de potência reativa para realização do controle. A proposta de Resener (2011) desenvolve uma solução em que determinada estrutura (bloco 1) identifica a absorção ou injeção de reativo pelo GSD.

Figura 3.6: Diagrama de blocos do controlador de potência reativa.

Fonte: Adaptada pelo autor a partir de Piardi (2017).

As variáveis do regulador de potência reativa ou fator de potência são:

FP_{REF} é o fator de potência de referência do controlador;

Q_e é a potência reativa gerada pelo GSD (p.u.);

CFP é a característica do fator de potência, podendo ser capacitivo ou indutivo;

Q_{REF} é a potência reativa de referência (p.u.);

e_{pi} é o sinal de erro controlador PI (p.u.);

TR é o sinal de *trip* oriundo da proteção anti-ilhamento responsável pela modificação da posição das chaves apresentadas no modelo dinâmico na malha de controle de potência reativa;

K_{PP} é o ganho proporcional do controlador PI (p.u.);

K_{PI} é o ganho integral do controlador PI (p.u.); e

V_{CLMT} é o valor de extremo dos limitadores do tipo *hard limit* do modelo dinâmico da malha de controle de potência reativa (p.u.).

3.2.3.2 Regulador de Tensão

No caso de controle de tensão, o sinal de controle X mostrado na Figura 3.5 é calculado por:

$$X = ||\bar{V}_T - j\bar{I}_T X_C|| \quad (3.16)$$

Em que:

$\bar{V}_T$ - é a tensão terminal do gerador (p.u.);

$\bar{I}_T$ - a corrente do gerador (p.u.);

j - o operador complexo $\sqrt{-1}$; e

X_C - a reatância de compensação de corrente reativa (p.u.).

Normalmente, um valor positivo de X_C é empregado para compartilhar a corrente reativa entre diferentes geradores conectados em uma mesma barra. Essa característica é comumente

conhecida como *reactive droop compensation*. Por outro lado, um valor negativo de X_C é utilizado com o objetivo de controlar a tensão em uma barra remota, usualmente a tensão terminal do lado de alta do transformador. Já essa característica é conhecida como *line drop compensation*. Neste trabalho, para manter a generalidade dos estudos, a compensação de corrente reativa foi negligenciada ($X_C = 0$). Nesse caso, a tensão terminal do gerador é diretamente comparada com a tensão de referência. O uso de compensação de corrente reativa não deve ser confundido com o uso de reguladores de fator de potência (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1999).

3.2.4 Transformadores

Transformadores trifásicos foram representados pelo modelo T, conforme apresentado na Figura 3.7, i.e., as perdas do núcleo foram consideradas. Contudo, os efeitos da saturação do núcleo foram desprezados. Nessa Figura, em que se mostra o circuito equivalente por fase, R_1 e L_1 representam a resistência e a indutância do primário, e R'_2 e L'_2 representam resistência e a indutância do secundário refletidas ao lado primário. A resistência e a indutância do ramo de magnetização são representadas por R_m e L_m . Destaca-se que este modelo está disponível nas bibliotecas do SimPowerSystems.

Figura 3.7: Circuito equivalente do modelo do transformador.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

3.2.5 Alimentadores

Os alimentadores foram representados por impedâncias RL em série, visto que tais alimentadores são de distribuição e podem ser considerados como linhas curtas. Portanto, o efeito da capacitância em derivação das linhas é desprezível.

3.2.6 Cargas Elétricas

As cargas do sistema foram representadas por modelos estáticos dependentes da tensão como segue (PRICE et al., 1993; KUNDUR, 1994):

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \quad (3.17)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \quad (3.18)$$

Sendo:

P - potência ativa consumida pela carga (p.u.);

P_0 - potência ativa nominal da carga (p.u.);

Q - potência reativa consumida pela carga (p.u.);

Q_0 - potência reativa nominal da carga (p.u.);

V - tensão nodal na carga (p.u.);

V_0 - tensão nominal da carga (p.u.);

n_p - expoente que indica o comportamento do componente de potência ativa da carga em relação à variação da tensão nodal; e

n_q - expoente que indica o comportamento do componente de potência reativa da carga em relação à variação da tensão nodal.

Esses tipos de cargas são definidas atribuindo-se valores aos expoentes n_p e n_q , conforme a Tabela 3.1. Neste trabalho considerou-se a carga do tipo impedância constante.

Tabela 3.1: Definição dos tipos de cargas elétricas

Tipo de carga	n_p	n_q
Potência Constante	0	0
Corrente Constante	1	1
Impedância Constante	2	2

3.3 Relés baseados em Medidas de Frequência

Os relés baseados em medidas de frequência utilizados na obtenção das curvas de desempenho e restrição deste trabalho basearam-se nos modelos computacionais desenvolvidos em Vieira Júnior (2006). Nas próximas seções, estes modelos computacionais serão individualmente apresentados.

3.3.1 Relé de Frequência Convencional (sub/sobrefrequência)

Os relés de sub/sobrefrequência operam por meio do cálculo da frequência elétrica considerando uma janela de medição de no mínimo um ciclo da forma de onda da tensão da barra

em que o relé está conectado. Os relés de frequência podem apresentar ajustes temporizados e também um ajuste de mínima tensão de operação. Assim, depois de calculada, a frequência do sistema é comparada com os ajustes de sub e sobrefrequência. Caso a frequência do sistema seja superior (inferior) ao ajuste de sobrefrequência (subfrequência) $\beta 1$ ($\beta 2$) durante um tempo ajustado T_{set} , e se o valor eficaz da tensão terminal for superior ao ajuste de mínima tensão de operação V_{mim} , o relé envia um sinal para comandar a abertura do disjuntor do gerador. Esse princípio de operação é esquematizado na Figura 3.8 (VIEIRA JÚNIOR, 2006).

Figura 3.8: Esquema simplificado de um relé de sub/sobrefrequência.

Fonte: Adaptada pelo autor a partir de (VIEIRA JÚNIOR, 2006).

3.3.2 Relé de Taxa de Variação de Frequência

O relé de taxa de variação de frequência (ou relé tipo df/dt ou ROCOF – do inglês *Rate of Change of Frequency*) é considerado uma técnica sensível e confiável para detectar ilhamentos quando a variação de frequência é relativamente lenta (JENKINS et al., 2000).

A taxa de variação de frequência é calculada considerando-se uma janela de medida entre 2 a 100 ciclos (JENKINS et al., 2000), sobre a forma de onda da tensão da barra onde se encontra instalado o relé. O sinal é então processado por filtros e o sinal resultante é usado pelo relé para decidir se o disjuntor deve abrir ou não. Sendo o valor da taxa de variação da frequência maior que o ajuste do relé (β), um sinal é imediatamente enviado para comandar a abertura do disjuntor do gerador. A faixa de ajustes típica disponível em modelos comerciais destes relés é de 0,1 Hz/s a 10 Hz/s e seus ajustes típicos quando instalados em Gds para a detecção de ilhamentos estão na faixa de 0,10 a 1,20 Hz/s.

Estes relés podem ter atuação temporizada quando a taxa de variação da frequência exceder o ajuste do relé e assim permanecer além de um tempo pré-ajustado (T_{set}). Como nos relés de deslocamento de fase, alguns modelos do relé ROCOF são equipados com um elemento que bloqueia o funcionamento do relé se o valor eficaz da tensão terminal estiver abaixo de um determinado valor (V_{min}).

A Figura 3.9 apresenta o esquema simplificado de um relé do tipo df/dt . Na Figura, o sinal K (valor absoluto da derivada do sinal de entrada após ser filtrado) será comparado com o ajuste β do relé. O valor T_a define a constante de tempo do filtro e da janela de medição, os quais são representados de maneira simplificada por uma função de transferência de primeira ordem. Em resumo, a frequência da rede é determinada a partir da velocidade elétrica do gerador síncrono em todo passo de integração. Tal sinal é filtrado usando uma função de transferência de primeira ordem com uma constante de tempo T_a . O sinal resultante é então comparado com o ajuste do relé. Se o valor absoluto do sinal for maior que o ajuste β durante um tempo superior a T_{set} e a tensão terminal do gerador for maior que o ajuste de valor mínimo de tensão V_{min} , então o relé sinaliza para abrir o disjuntor do gerador (VIEIRA JÚNIOR, 2006).

Figura 3.9: Esquema simplificado de um relé de taxa de variação de frequência.

Fonte: Adaptada pelo autor a partir de Vieira Júnior (2006).

3.3.3 Relé de Deslocamento de Fase ou “Salto de Vetor”

O relé de deslocamento de fase também é conhecido como “salto de vetor”, e na literatura técnica, esse relé é encontrado sob diversas denominações: *vector surge relay*, *vector jump relay* ou *voltage jump relay* (JENKINS et al., 2000; VIEIRA JÚNIOR, 2006). Os relés de deslocamento de fase disponíveis comercialmente medem a duração de um ciclo elétrico e iniciam uma nova medição cada vez que a forma de onda de tensão cruza o eixo horizontal em sentido ascendente. Essa medida é então comparada com a duração do ciclo anterior, que permanece armazenada no relé. Essa variação da duração do ciclo é proporcional ao deslocamento de fase $\Delta\theta$, que é o sinal de entrada do relé (JENKINS et al., 2000; VIEIRA JÚNIOR, 2006). Sendo este sinal maior que um valor ajustado no relé, este opera enviando outro sinal que imediatamente comanda a abertura do disjuntor do gerador.

Normalmente, recomenda-se um ajuste de 6° para relés de deslocamento de fase, mas no caso de Gds interligados em redes com baixas potências de curto-circuito no ponto de interligação, recomenda-se um ajuste de 12° para minimizar casos de falsa operação do relé quando

ocorrem chaveamentos de grandes blocos de carga. No Reino Unido, os ajustes típicos para esses relés estão entre 8° e 12° (JENKINS et al., 2000). Relés de deslocamento de fase são equipados com um ajuste de mínima tensão de operação, que determina o bloqueio de operação do relé caso a tensão seja inferior a um valor ajustado. Isto impede a atuação indevida do relé durante a partida do gerador ou durante a ocorrência de curtos-circuitos (VIEIRA JÚNIOR, 2006). A Figura 3.10 apresenta o esquema simplificado de um relé do tipo deslocamento de fase ou “salto de vetor”.

Figura 3.10: Diagrama esquemático da lógica de operação do relé de deslocamento de fase.

Fonte: Adaptada pelo autor a partir de Vieira Júnior (2006).

3.4 Sistema Elétrico

O diagrama unifilar do sistema elétrico empregado neste trabalho é apresentado na Figura 3.11. Os modelos das linhas, transformadores e gerador, bem como todos os parâmetros elétricos desse sistema foram descritos anteriormente.

O sistema empregado neste trabalho consiste de um sistema de subtransmissão de 132 kV, 60 Hz, com nível de curto-circuito trifásico simétrico de 1.500 MVA, representado por um equivalente de Thévenin, o qual alimenta um sistema de distribuição de 33 kV por meio de um transformador de 132 kV/33 kV conectado em Δ/Y_g . Na rede existe um gerador síncrono conectado com o restante do sistema elétrico por meio de um transformador de 33/6,9 kV, Δ/Y_g . Além disso, ao longo do sistema estão conectadas 6 cargas, com demanda total igual a 20 MW, sendo que o fator de potência é 0,95 (indutivo). Nas simulações da metodologia combinada, o ilhamento ocorre com a abertura do disjuntor CB1 instalado na barra 1. Nas simulações da metodologia baseada em simulação dinâmica, o ilhamento também ocorre com abertura do disjuntor CB1 quando da formação da ilha 1 e abertura dos disjuntores CB3 e CB5 quando da

formação das ilhas 2 e 2 respectivamente. Os modelos das cargas foram alterados conforme a necessidade da simulação, isto é, cargas tipo impedância constante, corrente constante e mista.

Todos os componentes da rede são representados por seus respectivos modelos trifásicos, tal como abordado anteriormente. Por ter sido empregado simulação do tipo fasorial, o gerador síncrono é representado por um modelo de sexta ordem com referência do rotor (dq). Nestes casos, desprezam-se os transitórios do estator da máquina. Além disso, considera-se o gerador equipado com o sistema de excitação IEEE DC1A, que é controlado para manter a tensão terminal do gerador constante ou a potência reativa constante (KUNDUR, 1994; IEEE Std 421.5, 2016). Este sistema elétrico é baseado no sistema apresentado em Freitas et al. (2006). Todos os parâmetros desse sistema são apresentados no Apêndice A. A opção pelo sistema da Figura 3.11 se deu porque além de atender às necessidades das simulações propostas no trabalho, houve facilidade no acesso dos dados técnicos dos elementos que o constituem.

Figura 3.11: Diagrama unifilar do Sistema Elétrico.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Metodologia Combinada das Curvas de Desempenho e Curvas de Restrição

A operação isolada de Gds como promotora da confiabilidade da rede elétrica tem atraído o interesse de engenheiros, pesquisadores e concessionárias. Entretanto, a viabilidade do ilhamento intencional depende de fatores como o desbalanço de potência, desempenho dos dispositivos de detecção de ilhamento e proteções do Gd. O desbalanço de potência imediatamente antes da ocorrência do ilhamento é uma variável importante para avaliar as proteções do gerador e a formação de uma ilha estável, pois, está diretamente relacionado à variação da frequência elétrica e da tensão. Além do mais, os desempenhos dos esquemas de detecção de ilhamento e das proteções do gerador são diretamente influenciados pelo desbalanço de potência (VIEIRA et al., 2008).

Em uma operação isolada, pelo menos um dos geradores deve regular a frequência e a tensão do sistema ilhado. Operando em paralelo com a rede de distribuição, os Gds são tipicamente configurados para controle de potência ativa e reativa, evitando variações constantes e bruscas da potência ativa e reativa fornecida/consumida por eles. Quando isolados, os Gds são configurados para o controle $V-f$. Na conversão dos modos de controle, um aspecto importante a considerar é o tempo máximo admissível após o ilhamento para que os modos de controle do Gd sejam alterados para que os transitórios de frequência e de tensão não causem a atuação de suas proteções. Por ser um fator restritivo, este tempo é definido como tempo de restrição (TRINDADE, 2009).

Além da importância da conversão dos modos de controle do Gd para a operação isolada, outro aspecto importante é o desempenho da técnica de detecção de ilhamento implementada. Como neste trabalho se investiga a viabilidade da operação isolada, além de detectar o ilhamento, o esquema de detecção será empregado para disparar o sinal de conversão do controle do Gd do modo "em paralelo" para o modo "ilhado". Neste aspecto, o tempo de detecção de ilhamento torna-se outro fator importante no processo de viabilidade técnica do ilhamento in-

tencional. Em suma, a definição destes tempos é importante para determinar a viabilidade do ilhamento intencional, pois caso o tempo de restrição seja superior ao de detecção, há grande possibilidade do ilhamento ser bem sucedido.

Neste processo, ao conhecer a potência injetada pelo gerador, pode-se determinar o desbalanço de potência. Por sua vez, com essas informações é possível determinar o tempo de detecção de ilhamento e o tempo de restrição do Gd. Além do desempenho dos relés de detecção de ilhamento, o Método das Curvas de Desempenho permite determinar o tempo de atuação destes. Por outro lado, as Curvas de Restrição permitem determinar o tempo de restrição para cada ponto do desbalanço de potência ao longo de um período.

Diante destes aspectos e com o objetivo de determinar a viabilidade técnica de um ilhamento intencional não planejado, este trabalho pretende investigar o comportamento dinâmico das proteções do PAC e Gd diante do desbalanço de potência em determinado período de operação. Para isso, este estudo extrairá por meio do Método das Curvas de Desempenho e de Restrição elementos que permitam guiar o especialista na escolha dos ajustes dos dispositivos de proteção de detecção de ilhamento e da proteção do Gd, de forma a viabilizar uma ilha sustentada. Nesse propósito, este capítulo reserva-se a apresentar o Método das Curvas de Desempenho e de Restrição e a metodologia que combina ambos para determinar a viabilidade técnica do ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos.

A metodologia combinada proposta nesta seção pode ser representada pela Figura 4.1 e possui as seguintes características:

1. Admite-se, inicialmente, que o comportamento das cargas é bem conhecido para cada ponto de operação da ilha; e
2. Conhecendo a potência injetada pelo Gd, pode-se determinar o desbalanço de potência ativa para cada ponto de operação da ilha. Com essas informações é possível determinar o tempo de atuação da proteção de detecção de ilhamento e também o tempo máximo que a conversão dos modos de controle do Gd pode ser realizada sem que haja a desconexão do mesmo (TRINDADE, 2009; CORRÊA, 2008). Assim, se este último tempo for superior ao tempo de detecção do ilhamento, há possibilidade de o ilhamento intencional ser viável. Esta ideia é derivada da junção das metodologias propostas em Trindade (2009) e Corrêa (2008), sendo que a união de ambas é uma contribuição original deste trabalho.

Figura 4.1: Características da metodologia combinada das curvas de desempenho e de restrição.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

4.1 Método das Curvas de Desempenho

As capacidades de detecção de ilhamento dos relés baseados em medidas de frequência e tensão dependem do desbalanço de potência ativa e reativa no subsistema isolado. Além disso, é reconhecido que tais dispositivos podem ou não atuar caso o desbalanço de potência ativa e reativa sejam pequenos. Por isso, compreender a relação entre o desbalanço de potência e o tempo de detecção é fundamental para avaliar o desempenho desses métodos de detecção de ilhamento. Neste aspecto, esta seção apresenta o método das curvas de desempenho aplicado aos relés baseados em medidas de frequência. O estudo reserva-se apenas às análises dos relés baseados em medidas de frequência para detecção de ilhamento. A metodologia é um conjunto de curvas que relaciona tempo de detecção *versus* desbalanço de potência ativa para os relés baseados em medidas de frequência (VIEIRA JÚNIOR, 2006).

Quando se trata de relés baseados em medida de tensão, a metodologia relaciona o tempo de detecção *versus* o desbalanço de potência reativa. Esta metodologia é definida como *curvas de desempenho* e introduz o conceito de Desbalanço Crítico de Potência Ativa (ΔP_C) para os relés baseados em medidas de frequência e **DPQ!** (**DPQ!**) para os relés baseados em medidas de tensão. Estas curvas são obtidas por sucessivas simulações dinâmicas não lineares em que se consideram diferentes perfis de geração-carga na rede.

O Método das Curvas de Desempenho e o conceito de ΔP_C foram inicialmente apresentados

em Freitas, Huang e Xu (2005) e Freitas et al. (2005) para os Relé de Deslocamento de Fase ou “salto de vetor” (RDF) e Relé de Taxa de Variação de Frequência (RTVF). Em contrapartida, estes conceitos foram estendidos para os relés baseados em medidas de frequência e tensão em Vieira Júnior (2006). Sendo assim, ao aplicar estes conceitos à metodologia aqui proposta, espera-se que o método das curvas de desempenho auxilie na determinação da viabilidade do ilhamento intencional. Ressalta-se que neste trabalho serão empregadas apenas as curvas de desempenho dos relés baseados em medidas de frequência.

As curvas de desempenho apresentadas nesta seção foram obtidas por meio do sistema elétrico cujo diagrama unifilar foi apresentado na Figura 3.11. Neste, define-se um caso base com as seguintes características:

- ✓ $P_{base} = 30$ MVA (Potência nominal do Gd);
- ✓ O regulador de potência reativa fora configurado para manter o fator de potência igual 0,95;
- ✓ Modelo da carga dependente da tensão: impedância constante, conforme seção 3.2.6;
- ✓ Potência ativa total das cargas - Carregamento do sistema (P_C): 20 MW;
- ✓ Potência ativa do Gd P_G : 27 MW;
- ✓ O ilhamento foi simulado pela abertura do disjuntor CB1 no instante $t = 10$ segundos, o tempo total de simulação foi de 30 segundos. Sendo assim, caso o relé não atue em até 2 segundos, considera-se como falha na detecção do ilhamento;
- ✓ O ajuste de mínima tensão de operação dos relés foi desabilitado a fim de manter a generalidade dos resultados; e
- ✓ As curvas de desempenho foram obtidas a partir dos relés baseados em medidas de frequência do tipo convencional (Relé de Sub/sobrefrequência (RF)), conforme a seção 3.3.1.

Os ajustes do RF são representados por uma variação máxima em torno de 60 Hz. Por exemplo, o ajuste $\pm 0,5$ Hz indica um valor de 59,5 Hz para subfrequência e 60,5 Hz para sobrefrequência. Na composição destas curvas, foram admitidos dois cenários operacionais para a potência ativa do Gd e cargas:

1. **Variação de potência ativa do Gd (P_G)** – aumenta-se gradualmente a potência ativa do gerador de 0 a 27 MW, e se mantêm constantes a potência ativa e reativa das cargas do sistema (Figura 3.11). Nessas condições há déficit de potência ativa na ilha enquanto P_G for menor que a potência das cargas;

2. **Variação da potência ativa e reativa das cargas (P_C)** – aumenta-se gradualmente a potência ativa e reativa das cargas do sistema da Figura 3.11, e se mantém constante a potência ativa do gerador em 27 MW. Nessas condições há excesso de potência ativa na ilha.

As Figuras 4.2, 4.3 e 4.4 apresentam as curvas que relacionam o tempo de detecção e o desbalanço de potência ativa para ajustes típicos de relés baseados em medidas de frequência. Para cada condição de geração e carga, a ocorrência de um ilhamento é simulada e o tempo de detecção é armazenado. Nota-se que o eixo das abscissas representa as variações de ΔP na ilha e o eixo das ordenadas o tempo de detecção. Repetindo esse processo diversas vezes, obtém-se um conjunto de pontos (tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa) e então constrói-se a curva.

A Figura 4.2 apresenta os cenários de déficit e excesso de potência ativa (P_G) na ilha para o relé de sub/sobrefrequência. Os comportamentos nos dois cenários são análogos, entretanto, com tempos de detecção específicos a cada cenário. Por conseguinte, a Figura 4.3 apresenta as curvas de desempenho para déficit e excesso de potência ativa na ilha para o relé de taxa de variação de frequência. As curvas de desempenho para as condições de déficit e excesso de potência ativa na ilha para o relé de deslocamento de fase são apresentadas na Figura 4.4. Na análise destas curvas, observa-se que quanto menor o desbalanço de potência ativa, maior o tempo de detecção. Além disso, quando se comparam os ajustes entre si, percebe-se que quanto maior for o ajuste, maior o tempo de detecção para dado desbalanço de potência ativa.

Figura 4.2: Curvas de desempenho para o relé de sub/sobrefrequência.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.3: Curvas de desempenho para o relé de taxa de variação de frequência.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.4: Curvas de desempenho para o relé de deslocamento de fase.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Importantes informações podem ser extraídas destas curvas, as quais são denominadas curvas de desempenho de relés baseados em medidas de frequência. Por exemplo, na Figura 4.5 uma das curvas de desempenho do relé de sub/sobrefrequência é apresentada, para um tempo de detecção definido de 500 ms, traça-se uma linha horizontal que intercepta o ponto A, correspondente ao desbalanço de potência ativa de 22,58%. Diante disso, caso haja um desbalanço de potência ativa superior a 22,58%, o relé opera em um tempo inferior ao definido. Entretanto, caso o desbalanço de potência ativa seja inferior a 22,58%, o relé atua em um tempo superior ao definido ou mesmo não detecta o ilhamento dentro do tempo requerido. O ponto A caracteriza-se como um limiar entre as regiões segura e insegura de operação do relé. Esse limite é denominado desbalanço crítico de potência ativa (ΔP_C). Quanto menor o desbalanço crítico de potência ativa, mais eficiente é o relé para detectar ilhamentos naquele sistema elétrico. Essas observações são válidas para os outros relés baseados em medidas de frequência. Fica claro que a formação segura da ilha depende do desempenho do método de detecção de ilhamento, por isso, a importância das curvas de desempenho. As técnicas de detecção de ilhamento são diversas como visto na seção 2.2. Portanto, deve-se identificar aquela que atenda às necessidades de controle e/ou operação da rede e o tipo de Gd.

Essas observações são válidas para os outros relés baseados em medidas de frequência analisados neste trabalho. Esses dois conceitos, curvas de desempenho e desbalanço crítico de potência ativa, são ferramentas úteis para determinar as principais características de relés baseados em medidas de frequência, assim como comparar de forma coerente a eficácia dos mesmos (VIEIRA JÚNIOR, 2006).

Figura 4.5: Curvas de desempenho para o relé de sub/sobrefrequência ajustado em $\pm 0,5\text{Hz}$ - déficit de P_G .

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

4.2 Método das Curvas de Restrição

Quando operam em paralelo com a rede, os geradores distribuídos são programados a não atuarem diretamente na regulação da frequência e tensão. Isolados, os Gds passam do estado de controle da potência reativa constante para tensão na malha de regulação de tensão e, de controle de potência ativa constante para frequência na malha de regulação de velocidade. Desta forma, o gerador distribuído pode atuar sob dois modos de controle, modo conectado e ilhado (MOHAMAD et al., 2011).

Análises demonstraram que os modos de controle do regulador de velocidade e excitação adequados à operação paralela e ilhada são conflitantes e exigem a alteração automática destes em um intervalo de tempo adequado. Estas alterações devem ser rápidas para garantir a QEE na rede, e lentas o suficiente para evitar falsas interpretações da situação de ilhamento, além disso, devem também diminuir o estresse provocado pela alteração abrupta desses controles (FREITAS; XU, 2004; TRINDADE, 2009).

Nestas análises, Trindade (2009) propõe uma metodologia que relaciona o tempo máximo tolerável para a alteração dos modos de controles e o desbalanço de potência. Por ser um fator restritivo, simplificarmente esse tempo foi chamado de tempo de restrição. Assim, o tempo de restrição representa o máximo tempo pós ilhamento disponível à mudança do modo de controle PQ para f -V sem que as oscilações de frequência e/ou tensão levem à desconexão do gerador distribuído. O tempo de restrição depende do ajuste da proteção do gerador, sobretudo, do relé de frequência. Neste sentido, a análise do tempo de restrição do gerador está ligada à resposta do regulador de velocidade frente ao desbalanço de potência ativa da rede.

Uma vez que a frequência elétrica do gerador síncrono depende da resposta do regulador de velocidade, têm-se o tempo de restrição devido à alteração do modo de controle. Portanto, para cada ponto da operação da ilha, há um tempo de restrição específico para a alteração do controle de velocidade. Por simplificação, diante da ampla faixa de operação da rede, o uso de um conjunto de curvas que relaciona o tempo de restrição e o ΔP no instante do ilhamento é proposto em Trindade (2009), definidas como *curvas de restrição*. Esta metodologia fundamenta-se no fato de que a variação da frequência da rede é dependente do desbalanço de potência ativa nesta (FREITAS et al., 2005; FREITAS; HUANG; XU, 2005). Neste trabalho, consideram-se as curvas de restrição oriundas dos relés baseados em medidas de frequência, sendo assim, analisam-se as curvas de restrição compostas pelo desbalanço de potência ativa *versus* tempo de restrição.

As curvas são construídas por meio de sucessivas simulações de transitórios eletromagnéticos considerando a variação de potência ativa do Gd (déficit de P_G) e variação da potência ativa e reativa das cargas (excesso de P_G) na ilha, cenários similares àqueles da seção 4.1. Para a variação de potência ativa do Gd (P_G), varia-se gradualmente a potência ativa do gerador de 0 a 27 MW e mantêm-se constantes a potência ativa e reativa das cargas do sistema da Figura 3.11, nesse cenário há déficit de potência ativa na ilha. Na variação da potência ativa e reativa das cargas (P_C), varia-se gradualmente a potência ativa e reativa das cargas do sistema da Figura

3.11 e mantém-se constante a potência ativa do gerador em 27 MW, nesse cenário há excesso de potência ativa na ilha. Considerando os cenários de excesso e déficit de P_G , realizam-se simulações em que o tempo de restrição pós ilhamento é gradualmente aumentado. A cada valor de tempo restrição, verifica-se se o relé de frequência do Gd atua. Caso o relé atue, o tempo de restrição da simulação anterior é definido como o tempo de restrição para o atual nível de desbalanço de potência ativa. Caso o relé não atue, o tempo de restrição é aumentado e uma nova simulação é executada.

A Figura 4.6 apresenta as curvas de restrição considerando a alteração dos modos de controle do Gd para ajustes típicos do relé de sub/sobrefrequência. Nota-se que o eixo das ordenadas representa o tempo de restrição, enquanto o eixo das abscissas representa o desbalanço de potência ativa na ilha. A Figura 4.6(a) refere-se ao cenário de déficit de potência ativa no instante da ocorrência do ilhamento. Analisando-a, percebe-se que quanto maior o desbalanço de potência ativa no instante do ilhamento, menor o tempo de restrição. Isso quer dizer que se o desbalanço de potência ativa diminui, o tempo de restrição aumenta.

Por conseguinte, a Figura 4.6(b) refere-se ao cenário de excesso de potência ativa na rede durante a ocorrência do ilhamento. Ao analisá-la, identifica-se um comportamento análogo à condição de déficit de geração, ou seja, quanto maior o desbalanço de potência ativa no instante do ilhamento, menor o tempo disponível às alterações dos modos de controles.

Importantes informações podem ser obtidas destas curvas de restrição. Por exemplo, a Figura 4.7(a), na qual uma das curvas de restrição do relé de sub/sobrefrequência é apresentada, para um valor considerado de desbalanço de potência ativa de 47,15%, o tempo de restrição será de 200 ms. Isso quer dizer que após o ilhamento, nas condições definidas pela curva da Figura 4.7(a), o tempo máximo tolerável para a alteração do modo de controle PQ para o $f-V$ é 200 ms.

Outra possível aplicação desta metodologia refere-se ao ajuste do relé de frequência, caso haja alguma flexibilidade para tal. Por exemplo, na Figura 4.7(b), caso a alteração do modo de controle deva ser realizada em 200 ms, e sabendo que o valor máximo de desbalanço de potência ativa da ilha seja igual a 40%, obtêm-se o ponto A no espaço tempo de restrição *versus* desbalanço de potência ativa. A partir deste ponto, conclui-se que o ajuste de subfrequência de 59,0 Hz não é adequado, haja vista que neste caso o relé atuaria antes da alteração do modo de controle. Analisando a Figura 4.7(b), conclui-se que o ajuste de subfrequência mais adequado nesta condição é 58,5 Hz, impedindo a atuação do relé e desconexão do gerador distribuído.

Figura 4.6: Curvas de restrição para o relé de sub/sobrefrequência.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.7: Curvas de restrição para o relé de sub/sobrefrequência - Déficit de P_G .

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

4.3 Metodologia Combinada para Análise da Viabilidade do Ilhamento Intencional

A viabilidade do ilhamento intencional depende de dois processos cujas informações referem-se à transição do modo conectado ao modo isolado da rede, obtidos, no entanto, em estágios distintos e complementares: a detecção do ilhamento e a alteração dos modos de controles do Gd. Neste sentido, as metodologias propostas extrairão informações destes processos e determinarão a viabilidade técnica do ilhamento intencional de Gds.

Quando se utilizam relés baseados em medidas de frequência, os desempenhos destes dispositivos dependerão do desbalanço de potência ativa no instante do ilhamento. Obtidas as curvas de desempenho e restrição do sistema, a metodologia combinada consiste na superposição coordenada desses dois conjuntos de curvas de modo a auxiliar na escolha dos ajustes da proteção de detecção de ilhamento (no PAC) e na proteção do gerador. Reforça-se que os fundamentos desta metodologia implicam na escolha do ajuste que promova a detecção do ilhamento (proteção no PAC) em tempo hábil para a alteração dos modos de controle do Gd antes que sua proteção de frequência atue.

A Figura 4.8 apresenta um conjunto de curvas do relé de sub/sobrefrequência superpostas. Analisando-as, percebe-se que para ajustes correspondentes entre a curva de desempenho e restrição, o ilhamento é inviável uma vez que o tempo de restrição é inferior ao tempo de detecção. A Figura 4.8(a) representa o cenário de déficit de potência ativa na ilha, ou seja, representa os casos de subfrequência. A Figura 4.8(b) representa o cenário de excesso de potência ativa na ilha, isto é, representa os casos de sobrefrequência.

Figura 4.8: Curvas superpostas para o relé de sub/sobrefrequência.

(a) - Déficit de P_G .

(b) - Excesso de P_G .

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

A Figura 4.9 é utilizada para mostrar a aplicação da metodologia combinada, considerando um relé de frequência para detectar o ilhamento e outro para a proteção do Gd. Analisando-a e traçando uma linha vertical que passa pela intersecção destas curvas (ponto A), identificam-se duas regiões que foram definidas como Viável e Inviável. A primeira região refere-se às condições em que o tempo de detecção é inferior ao tempo de restrição, por conseguinte, o intervalo de tempo entre os dois permite a operação do ilhamento. A região inviável, portanto, refere-se às condições em que o tempo de restrição é inferior ao de detecção. Nestas circunstâncias, o ilhamento intencional é improvável.

Analisando a Figura 4.9, ressalta-se que para desbalanços de potência ativa inferiores a 49,88%, a viabilidade do ilhamento intencional é bem provável. Por outro lado, para desbalanços iguais ou superiores a 49,88%, o ilhamento intencional é inviável por não haver tempo hábil à conversão dos modos de controle do Gd. O ponto A, portanto, é o limite entre a região viável e inviável.

Figura 4.9: Curvas de desempenho e restrição superpostas para o relé de sub/sobrefrequência – déficit de P_G .

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Além destas informações, destaca-se o conceito definido na seção 4.1, o qual denomina-se desbalanço crítico de potência ativa. Da mesma forma que se define o desbalanço crítico de potência ativa para as curvas de desempenho, pode-se determinar o ΔP_C no processo de superposição das curvas. Por exemplo, na Figura 4.10, para acomodar atrasos referentes à transferência, erros e processamentos dos sinais, estipula-se um intervalo de tempo mínimo de

100 ms para a alteração dos modos de controle do Gd, definido neste trabalho como Intervalo de Coordenação do Ilhamento (ICI). Portanto, para desbalanços entre 45,34% e 49,88% (ponto A) tem-se uma zona de incerteza, ou seja, corre-se o risco da proteção do gerador atuar simultaneamente à proteção do PAC ou mesmo em tempo inferior ao ICI. Logo, a reta [BC] caracteriza-se como o limiar entre as regiões viável e inviável. Este tempo de 100 ms representa o intervalo de coordenação do ilhamento, e o desbalanço de 45,34% representa o desbalanço crítico de potência ativa para o ilhamento intencional.

Figura 4.10: Curvas de desempenho e restrição superpostas para o relé de sub/sobrefrequência – déficit de P_G .

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

As Tabelas 4.1 e 4.2 apresentam valores de desbalanços críticos de potência ativa para ajustes típicos de relés de sub/sobrefrequência com a devida superposição das curvas de desempenho e restrição. Para os casos em que a superposição para determinado ajuste permite a seletividade (“sim”), ou seja, situações com um ICI suficiente à formação segura do ilhamento, pode-se definir um ΔP_C . Entretanto, para casos sem seletividade (“não”), não se tem o ΔP_C definido. Observa-se que quanto maior o ajuste da proteção do gerador (curva de restrição), maior o valor de desbalanço crítico de potência ativa. Por outro lado, quanto maior o ajuste do relé de detecção de ilhamento (curva de desempenho), menor o ΔP_C . Isso quer dizer que de acordo com as condições da rede e os propósitos de planejamento da operação do ilhamento intencional, os ajustes dos relés, o ICI e o ΔP_C podem ser ajustados com foco na operação segura da ilha.

A mesma análise pode ser feita para a condição de excesso de P_G na ilha. A Tabela 4.2 apresenta os desbalanços críticos de potência ativa para os diversos ajustes do relé de sub/sobrefrequência. A análise ratifica o mesmo comportamento definido na condição de déficit de P_G , na qual quão maior for o ajuste da proteção do Gd, maior será o ΔP_C . Entretanto, quanto maior for o ajuste do relé de detecção de ilhamento, menores os desbalanços críticos. Ressalta-se que os dados das Tabelas 4.1 e 4.2 foram obtidos a partir de um ICI estipulado de 100 ms.

Tabela 4.1: Desbalanço crítico de potência ativa para relés de sub/sobrefrequência – déficit de P_G .

Curvas de desempenho												
Ajustes (Hz) e ΔP_C (%)												
Curvas de restrição Ajustes (Hz)		$\pm 0,5$	ΔP_C	$\pm 1,0$	ΔP_C	$\pm 1,5$	ΔP_C	$\pm 2,0$	ΔP_C	$\pm 2,5$	ΔP_C	Seletividade
	$\pm 0,5$	não	---	não	---	não	---	não	---	não	---	
	$\pm 1,0$	sim	33,51	não	---	não	---	não	---	não	---	
	$\pm 1,5$	sim	45,34	sim	44,43	não	---	não	---	não	---	
	$\pm 2,0$	sim	57,16	sim	55,34	sim	55,34	não	---	não	---	
	$\pm 2,5$	sim	68,99	sim	68,08	sim	67,17	sim*	---	não	---	

* Embora haja seletividade entre os ajustes, não se define um ΔP_C considerando um ICI de 100 ms. Nesta situação, considera-se como ΔP_C o desbalanço oriundo da intersecção entre as curvas.

Tabela 4.2: Desbalanço crítico de potência ativa para relés de sub/sobrefrequência – excesso de P_G .

		Curvas de desempenho										
		Ajustes (Hz) e ΔP_C (%)										
Curvas de restrição	Ajustes (Hz)	$\pm 0,5$	ΔP_C	$\pm 1,0$	ΔP_C	$\pm 1,5$	ΔP_C	$\pm 2,0$	ΔP_C	$\pm 2,5$	ΔP_C	Seletividade
	$\pm 0,5$	não	- - -	não	- - -	não	- - -	não	- - -	não	- - -	
	$\pm 1,0$	sim	26,22	não	- - -	não	- - -	não	- - -	não	- - -	
	$\pm 1,5$	sim	28,13	sim	33,41	não	- - -	não	- - -	não	- - -	
	$\pm 2,0$	sim	40,19	sim	36,62	sim	33,77	não	- - -	não	- - -	
	$\pm 2,5$	sim	50,33	sim	48,15	sim	46,70	sim*	- - -	não	- - -	

* Embora haja seletividade entre os ajustes, não se define um ΔP_C considerando um ICI de 100 ms. Nesta situação, considera-se como ΔP_C o desbalanço oriundo da intersecção entre as curvas.

Além dos relés de sub/sobrefrequência, a metodologia combinada pode ser aplicada por meio do uso do relé de taxa de variação de frequência e o de deslocamento de fase como técnica de detecção de ilhamento. Estas análises são apresentadas na seção 4.5.

4.4 Validação da Metodologia Combinada

O processo de superposição das curvas permitiu identificar duas regiões de operação do ilhamento intencional para o Gd, conforme a Figura 4.9. No entanto, estes resultados exigem sua validação. Para isso, foram determinados alguns pontos sobre a curva de desempenho cujos desbalanços de potência ativa estão na região viável ou inviável.

As características de operação dos pontos usados na validação estão apresentadas na Tabela 4.3, por casos de déficit de potência ativa na ilha. Na validação destes, foram admitidas as características operativas do caso base (seção 4.1) nas simulações. Os pontos validados conforme a Tabela 4.3 estão representados na Figura 4.11.

Tabela 4.3: Tempos de detecção de ilhamento para déficit de P_G .

Condição	P_G [p.u.]	Tempo de detecção do ilhamento [ms]	ΔP [%]
Região Inviável			
1	0,039	126,78	66,26
2	0,118	133,07	58,97
Ponto de Intersecção			
3	0,217	144,01	49,87
Região Viável			
4	0,297	156,99	42,60
5	0,376	177,37	35,32

Figura 4.11: Desbalanços críticos de potência ativa da metodologia combinada - déficit de P_G .

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Analisando a Figura 4.12(b) (condição 1), percebe-se que a alteração dos modos de controle do Gd não foi suficiente para viabilizar o ilhamento intencional e o mesmo foi desconectado. Ressalta-se que quando da alteração dos modos de controle do Gd e atuação da proteção do gerador, o sinal indicativo será 1, e 0 (zero) quando estes dispositivos não atuarem. Observando a Figura 4.12(b), conclui-se que quase instantaneamente à alteração dos modos de controle do Gd de PQ para f -V tem-se a atuação da proteção do gerador. A Figura 4.12(a) apresenta o valor da frequência (58,74 Hz) no instante da alteração dos modos de controle e atuação da proteção do gerador.

Figura 4.12: Validação da condição 1 na região inviável - déficit de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

O 2º ponto (condição 2) validado da região inviável fora definido próximo à intersecção entre as curvas com o objetivo de certificar os limites da região viável e inviável, além de verificar a precisão da operação e/ou atuação das proteções próximo destes limites. Ao analisar a Figura 4.13(b) e verificar a atuação das proteções e a consequente desconexão do Gd, pode-se constatar o limite entre as duas regiões. A Figura 4.13(a) apresenta o momento e o valor da frequência no instante da alteração dos modo de controle PQ para f -V do Gd.

A Figura 4.14 apresenta a validação do ponto de intersecção entre as curvas de desempenho e de restrição (condição 3). Para este ponto de operação, a alteração dos modos de controle é simultânea à detecção do ilhamento, portanto, por não haver tempo hábil à mudança do modo de controle, a proteção do gerador o desconectou. A Figura 4.14(a) apresenta o sinal da frequência da análise.

Figura 4.13: Validação da condição 2 na região inviável - déficit de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.14: Validação da condição 3 ou ponto de intersecção - déficit de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Os pontos validados da região viável ao ilhamento intencional estão representados pelas Figuras 4.15 e 4.16. A condição 4 está representada pela Figura 4.15. Nesta, percebe-se que houve a alteração do modo de controle do Gd e a proteção não o desconectou. A Figura 4.15(a) apresenta a frequência no instante da alteração do modo de controle do Gd. A Figura 4.16 apresenta a condição 5 e um comportamento dinâmico semelhante àquele da condição 4.

Figura 4.15: Validação da condição 4 na região viável - déficit de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.16: Validação da condição 5 na região viável - déficit de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

A validação da região viável e inviável referente ao cenário de excesso de P_G na ilha considerou a curva de desempenho com ajuste $\pm 0,5$ Hz e a curva de restrição com ajuste de $\pm 1,5$ Hz. A definição destas curvas depende da seletividade de seus ajustes, isto é, define-se os ajustes das proteções cuja seletividade permita que o tempo de detecção seja menor que o tempo de restrição. A Tabela 4.4 apresenta os dados dos 5 pontos usados para validação dos resultados. A Figura 4.17 apresenta os pontos de operação definidos para validação da metodologia combinada, considerando o excesso P_G .

Tabela 4.4: Tempos de detecção de ilhamento para excesso de P_G .

Condição	P_C [p.u.]	Tempo de detecção do ilhamento [ms]	ΔP [%]
Região inviável			
1	0,128	112,70	76,47
2	0,386	125,35	56,95
Ponto de Intersecção			
3	0,663	151,34	36,31
Região Viável			
4	0,802	175,39	26,72
5	0,940	216,10	17,02

Figura 4.17: Desbalanços críticos de potência ativa da metodologia combinada - excesso de P_G .

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

A Figura 4.18 apresenta a condição 1 e que pertence à região inviável. Percebe-se que a proteção do gerador atua instantaneamente à alteração dos modos de controle, isto é, em 111 ms após o ilhamento conforme Figura 4.18(b). A Figura 4.18(a) apresenta o sinal de frequência no instante que a proteção do Gd atua. O segundo ponto (condição 2) da região inviável está apresentado na Figura 4.19. O Gd nesta condição foi desconectado em 113 ms após ilhamento conforme a Figura 4.19(b). A Figura 4.19(a) apresenta o sinal da frequência da análise.

Figura 4.18: Validação da condição 1 na região inviável - excesso de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.19: Validação da condição 2 na região inviável - excesso de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

A Figura 4.20 apresenta o ponto de intersecção entre as curvas de desempenho e de restrição. Nesta condição, a alteração dos modos de controle é quase simultânea à detecção do ilhamento, portanto, o ilhamento é inviável. Para os pontos da região viável, verificou-se que há cenários seguros à operação do ilhamento intencional. Nestes pontos não houve nenhuma ocorrência que suscitasse na desconexão do Gd como se observa nas Figuras 4.21 e 4.22. Diante destes resultados, certifica-se a existência das regiões Viável e Inviável.

Figura 4.20: Validação da condição 3 ou ponto de intersecção - excesso de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.21: Validação da condição 4 na região viável - excesso de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.22: Validação da condição 5 na região viável - excesso de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

4.5 Aplicação da Metodologia Combinada

Nesta seção são apresentados alguns exemplos da aplicação da metodologia combinada considerando o Relé de Taxa de Variação de Frequência e o Relé de Deslocamento de Fase ou "Salto de Vetor" como técnica de detecção de ilhamento. A análise das proteções do gerador neste trabalho reserva-se ao relé de sub/sobrefrequência e os estudos desenvolvidos nesta seção seguem o escopo realizado para o relé de frequência. Por conseguinte, as curvas de restrição são aquelas obtidas pelos relés de sub/sobrefrequência e apresentadas na seção 4.2.

4.5.1 Detecção de Ilhamento pelo Relé de Taxa de Variação da Frequência

A metodologia combinada desenvolvida neste trabalho definiu uma região em que as condições de operação são viáveis ao ilhamento intencional. Neste sentido, a definição do limiar entre a região viável e inviável, definido como desbalanço crítico de potência ativa, é fundamental para determinar a viabilidade técnica do ilhamento intencional. No intuito de ampliar o intervalo de tempo entre a detecção do ilhamento e a alteração dos modos de controle, pretende-se analisar o desempenho do RTVF e o RDF como esquema de detecção do ilhamento e o dispositivo responsável para disparar o sinal que altera os modos de controle do Gd.

A Figura 4.23 apresenta um conjunto de curvas para ajustes típicos do relé de taxa de variação de frequência (curvas de desempenho) e o relé de sub/sobrefrequência (curva de restrição). As análises destas curvas demonstraram que há coordenação entre todos os ajustes dos relés. Os resultados mostraram-se promissores quando comparados àqueles do relé de sub/sobrefrequência como técnica de detecção de ilhamento. A Figura 4.23(a) representa o cenário de déficit de P_G no instante da ocorrência do ilhamento.

A Figura 4.23(b) representa o cenário de excesso de potência ativa na ilha no instante da ocorrência do ilhamento. As Tabelas 4.5 e 4.6 apresentam os valores de ΔP_G para o RTVF e

RF e a coordenação entre seus ajustes. Ressalta que o ICI definido nestas análises é igual a 100 ms. Observa-se que quanto maior o ajuste da proteção do gerador (curva de restrição), maior o desbalanço crítico de potência ativa, como está apresentado na Tabela 4.5. Além disso, para ajustes distintos de esquemas de detecção de ilhamento e mesmo ajuste da proteção do gerador, têm-se ΔP_C semelhantes. Por outro lado, quanto maior o ajuste do esquema de detecção de ilhamento (curva de desempenho), menor o ΔP_C .

A mesma análise pode ser desenvolvida considerando o excesso de P_G na ilha. A Tabela 4.6 apresenta o ΔP_C para os diversos ajustes do RTVF e o RF. A análise demonstra o comportamento semelhante àquele da condição de déficit de P_G no que se refere ao ΔP_C , na qual quão maior for o ajuste da proteção do Gd, maiores são os desbalanços críticos definidos. Entretanto, o ΔP_C manteve-se quase constante independente dos ajustes dos relés RTVF.

Figura 4.23: Curvas superpostas para os relés baseados em medidas de frequência.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 4.5: Desbalanço crítico de potência ativa para relés baseados em medidas de frequência — déficit de P_G .

Curvas de restrição Ajustes (Hz)		Curvas de desempenho										Seletividade
		Ajustes (Hz/s) e ΔP_C (%)										
		0,10	ΔP_C	0,25	ΔP_C	0,50	ΔP_C	0,75	ΔP_C	1,00	ΔP_C	
$\pm 0,5$	sim	22,58	sim	22,58	sim	22,58	sim	22,58	sim	22,58		
$\pm 1,0$	sim	34,42	sim	34,42	sim	34,42	sim	33,51	sim	33,51		
$\pm 1,5$	sim	46,24	sim	46,24	sim	45,34	sim	45,34	sim	45,34		
$\pm 2,0$	sim	57,16	sim	57,16	sim	57,16	sim	57,16	sim	57,16		
$\pm 2,5$	sim	68,99	sim	68,99	sim	68,99	sim	68,99	sim	68,99		

Tabela 4.6: Desbalanço crítico de potência ativa para relés baseados em medidas de frequência - excesso de P_G .

Curvas de desempenho												
Ajustes (Hz/s) e ΔP_C (%)												
Curvas de restrição Ajustes (Hz)		0,10	ΔP_C	0,25	ΔP_C	0,50	ΔP_C	0,75	ΔP_C	1,00	ΔP_C	Seletividade
	$\pm 0,5$	não	- - -	não	- - -	não	- - -	não	- - -	não	- - -	
	$\pm 1,0$	sim	12,92	sim	12,92	sim	12,92	sim	12,92	sim	12,92	
	$\pm 1,5$	sim	29,54	sim	29,54	sim	28,83	sim	28,83	sim	28,83	
	$\pm 2,0$	sim	40,19	sim	40,19	sim	40,19	sim	40,19	sim	39,47	
	$\pm 2,5$	sim	50,34	sim	50,34	sim	50,33	sim	49,61	sim	49,61	

Os resultados obtidos para o RTVF como método de detecção de ilhamento foram capazes de identificar as regiões viável e inviável, conforme demonstra a Figura 4.24. No entanto, estas análises precisam ser validadas como foi feito na seção 4.4. Para isso, definiram-se alguns pontos sobre a curva de desempenho cujos desbalanços de potência ativa na rede estão nas regiões viável e inviável. Ressalta-se que as curvas utilizadas nestas análises referem-se àquelas da Figura 4.23, contudo, define-se a curva de desempenho com ajuste de 0,10 Hz/s e a curva de restrição com ajuste de $\pm 1,5$ Hz, Figura 4.24.

As características de operação dos pontos nas regiões viável e inviável analisados na validação estão apresentadas na Tabela 4.7, que representam os casos de déficit de potência ativa na ilha. Na validação destes, fora admitido um tempo total de simulação de 30 segundos e a ocorrência do ilhamento após 10 segundos do início. Os pontos analisados estão representados na Figura 4.24.

Tabela 4.7: Tempos de detecção de ilhamento para déficit de P_G .

Condição	P_G [p.u.]	Tempo de detecção do ilhamento [ms]	ΔP [%]
Região Inviável			
1	0,059	131,29	64,44
2	0,128	131,30	58,06
Ponto de Intersecção			
3	0,208	131,74	50,48
Região Viável			
4	0,307	131,74	41,69
5	0,406	132,39	32,59

Figura 4.24: Desbalanços críticos de potência ativa da metodologia combinada - déficit de P_G .

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

As Figuras 4.25 e 4.26 apresentam as condições 1 e 2 que certificam a região inviável em que o RTVF é considerado como esquema de detecção de ilhamento. Nelas constatam-se que houve a desconexão do Gd por sua proteção. As Figuras 4.25(b) e 4.26(b) apresentam os sinais de frequência no instante de alteração dos modos de controle do Gd.

Figura 4.25: Validação da condição 1 na região viável - déficit de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.26: Validação da condição 2 na região viável - déficit de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

A Figura 4.27 apresenta o ponto de intersecção entre as curvas de desempenho e de restrição. Nesta condição o tempo de detecção do ilhamento e de restrição são iguais e por isso a alteração dos modos de controle e a atuação da proteção do gerador são simultâneas. Portanto, não há viabilidade técnica do ilhamento intencional para tal condição.

Por outro lado, as Figuras 4.28 e 4.29 apresentam os resultados dos pontos definidos na região viável. A análise da figura constata a viabilidade do ilhamento intencional para a região ao verificar a não atuação da proteção do gerador. Devido ao atraso de atuação do RTVF ser de 130 ms, tem-se para todas as condições a alteração do modo de controle do Gd em torno 10,130 segundos.

As Figuras 4.28(a) e 4.29(a) apresentam os sinais de frequência no instante de alteração dos modos de controle de PQ para $f-V$ no Gd.

Figura 4.27: Validação da condição 3 ou ponto de intersecção - déficit de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.28: Validação da condição 4 na região viável - déficit de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.29: Validação da condição 5 na região viável - déficit de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Semelhante às análises realizadas para a condição de déficit de P_G , realiza-se para o cenário de excesso de P_G . A Figura 4.30 apresenta os pontos para validação das regiões considerando a curva de desempenho de 0,10 Hz/s e de restrição de $\pm 1,5$ Hz.

A Tabela 4.8 apresenta as características de operação dos pontos na região viável e inviável analisados para os casos de excesso de potência ativa na ilha.

Figura 4.30: Desbalanços críticos de potência ativa da metodologia combinada - excesso de P_G .

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 4.8: Tempos de detecção de ilhamento para excesso de P_G .

Condição	P_C [p.u.]	Tempo de detecção do ilhamento [ms]	ΔP [%]
Região Inviável			
1	0,128	130,79	76,46
2	0,425	131,25	54,00
Ponto de Intersecção			
3	0,643	131,62	38,04
Região Viável			
4	0,792	132,23	27,42
5	0,950	133,87	16,33

As Figuras 4.31, 4.32 e 4.32 apresentam os resultados da validação para os pontos da região inviável e intersecção. Nas análises destas constata-se a desconexão do Gd para todos os pontos analisados e consequente inviabilidade do ilhamento intencional para região inviável.

Figura 4.31: Validação da condição 1 na região inviável - excesso de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.32: Validação da condição 2 na região inviável - excesso de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.33: Validação da condição 3 ou ponto de intersecção - excesso de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

As Figuras 4.34 e 4.35 apresentam os resultados da validação para os pontos da região viável. Nelas constatam-se que para os pontos analisados não há a desconexão do Gd, e diante disso o ilhamento intencional mostrou-se viável.

Figura 4.34: Validação da condição 4 na região viável - excesso de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.35: Validação da condição 5 na região viável - excesso de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

4.5.2 Detecção de Ilhamento pelo Relé de Salto de Vetor

Nesta seção investiga-se o relé de deslocamento de fase como esquema de detecção de ilha-mento e a influência deste nas definições das regiões viável e inviável. A Figura 4.36 apresenta um conjunto de curvas para os diversos ajustes típicos do RDF (curvas de desempenho) e o RF (curvas de restrição). Analisando-a e considerando um ICI de 100 ms, define-se a seletividade para as curvas de desempenho e de restrição.

Figura 4.36: Curvas superpostas para os relés baseados em medidas de frequência.

(a) - Déficit de P_G . (b) - Excesso de P_G .

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

As Tabelas 4.9 e 4.10 apresentam valores de ΔP_G para ajustes típicos de RDF e RF com a devida seletividade. Observa-se que quão maior o ajuste do relé da proteção do gerador (curva

de restrição), maior o valor de ΔP_C , como se pode constatar na Tabela 4.9. Por outro lado, quão maior o ajuste do esquema de detecção de ilhamento (curva de desempenho), menor o ΔP_C . Uma análise semelhante pode ser desenvolvida quando da variação da carga na ilha, excesso de P_G . A Tabela 4.10 apresenta o ΔP_C para o RDF e RF para o cenário de excesso P_G . Estes resultados possuem os mesmos padrões daqueles verificados para os relés de sub/sobrefrequência.

Tabela 4.9: Desbalanço crítico de potência ativa para ajustes típicos de relés baseados em medidas de frequência - déficit de P_G .

		Curvas de desempenho								Seletividade
		Ajustes (Graus) e ΔP_C (%)								
		6	ΔP_C	9	ΔP_C	12	ΔP_C	15	ΔP_C	
Curvas de restrição Ajustes (Hz)	$\pm 0,5$	não	---	não	---	não	---	não	---	
	$\pm 1,0$	não	---	não	---	não	---	não	---	
	$\pm 1,5$	sim	45,35	não	---	não	---	não	---	
	$\pm 2,0$	sim	59,00	sim	55,34	não	---	não	---	
	$\pm 2,5$	sim	68,99	sim	68,08	sim	67,18	não	---	

Tabela 4.10: Desbalanço crítico de potência ativa para ajustes típicos de relés baseados em medidas de frequência - excesso de P_G .

		Curvas de desempenho								Seletividade
		Ajustes (Graus) e ΔP_C (%)								
		6	ΔP_C	9	ΔP_C	12	ΔP_C	15	ΔP_C	
Curvas de restrição Ajustes (Hz)	$\pm 0,5$	não	---	não	---	não	---	não	---	
	$\pm 1,0$	não	---	não	---	não	---	não	---	
	$\pm 1,5$	sim	28,13	não	---	não	---	não	---	
	$\pm 2,0$	sim	39,49	sim	35,91	não	---	não	---	
	$\pm 2,5$	sim	50,34	sim	48,88	sim	46,70	não	---	

Determinadas as regiões viável e inviável por meio do relé de deslocamento de fase, faz-se a validação destes resultados. Para validar os resultados, definiram-se alguns pontos sobre a curva de desempenho que representam desbalanços de potência ativa na ilha. As curvas utilizadas são aquelas da Figura 4.36, porém, utilizou-se o ajuste de 6° para a curva de desempenho e de $\pm 1,5$ Hz para a curva de restrição. As condições de operação dos pontos sobre a curva de desempenho utilizados para validação estão apresentados na Tabela 4.11, casos de déficit de potência ativa. A Figura 4.37 apresenta os pontos distribuídos nas regiões e o ponto de intersecção entre as curvas de desempenho e de restrição.

Tabela 4.11: Tempos de detecção de ilhamento para déficit de P_G .

Condição	P_G [p.u.]	Tempo de detecção [ms]	ΔP [%]
Região Inviável			
1	0,099	16,370	67,83
2	0,168	99,739	61,75
Ponto de Intersecção			
3	0,227	115,95	55,73
Região Viável			
4	0,316	148,64	48,79
5	0,366	165,55	44,38

Figura 4.37: Desbalanços críticos de potência ativa da metodologia combinada - déficit de P_G .

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

As Figuras 4.38, 4.39 e 4.40 apresentam os resultados dos pontos internos à região inviável e a intersecção entre as curvas. Nestas, constata-se que para os pontos de operação analisados há a desconexão do Gd por sua proteção.

Figura 4.38: Validação da condição 1 na região inviável - déficit de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.39: Validação da condição 2 na região inviável - déficit de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

As Figuras 4.41 e 4.42 apresentam os resultados da validação dos pontos da região viável. Pode-se constatar nas análises das Figuras que os pontos internos à região viável oferecem condições viáveis ao ilhamento intencional.

Figura 4.40: Validação da condição 3 ou ponto de intersecção — déficit de P_G .

(a) — Tensão e frequência do Gd.

(b) — Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.41: Validação da condição 4 na região viável — déficit de P_G .

(a) — Tensão e frequência do Gd.

(b) — Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Nas análises dos resultados referentes ao excesso de P_G na ilha, considerou-se a curva de desempenho com ajuste de 6° e a curva de restrição com ajuste de $\pm 2,0$ Hz. As curvas foram definidas conforme a coordenação de seus ajustes, ou seja, tempo de restrição superior ao tempo de detecção. A Tabela 4.12 apresenta as cinco condições usadas para validação dos resultados, considerando cenário excesso de P_G na ilha. A Figura 4.43 apresenta os pontos pertencentes as regiões e o ponto de intersecção entre as curvas.

Figura 4.42: Validação da condição 5 na região viável — déficit de P_G .

(a) — Tensão e frequência do Gd.

(b) — Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 4.12: Tempos de detecção de ilhamento para excesso de P_G .

Condição	P_C [p.u.]	Tempo de detecção do ilhamento [ms]	ΔP [%]
Região Inviável			
1	0,099	11,350	78,76
2	0,316	83,186	62,15
Ponto de Intersecção			
3	0,495	115,88	48,88
Região Viável			
4	0,673	165,70	35,91
5	0,821	232,53	25,33

As Figuras 4.44, 4.45 e 4.46 mostram os sinais de atuação dos controles e a proteção para o excesso de P_G . Analisando tais Figuras constata-se que em 220 ms e 270 ms após a alteração dos modos de controle o Gd é desconectado pelo relé de frequência.

No ponto de intersecção das curvas (condição 3), a detecção do ilhamento é instantânea à alteração dos modos de controle. Por isso, o ilhamento é inviável, conforme se verifica na Figura 4.46(b) o sinal de atuação da proteção do Gd. Para os pontos validados da região viável, Figura 4.47, confirmam-se os cenários promissores à operação do ilhamento intencional. Para estes pontos não há atuação da proteção e nem a desconexão do Gd como se vê nas Figuras 4.47(b) e 4.48(b).

Figura 4.43: Desbalanço crítico de potência ativa para ajustes típicos de relés baseados em medidas de frequência — excesso de P_G .

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.44: Validação da condição 1 na região inviável - excesso de P_G .

(a) — Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.45: Validação da condição 2 na região inviável - excesso de P_G .

(a) — Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.46: Validação da condição 3 ou ponto de intersecção - excesso de P_G .

(a) — Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.47: Validação da condição 4 na região inviável - excesso de P_G .

(a) - Tensão e frequência do Gd.

(b) - Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 4.48: Validação da condição 5 na região inviável - excesso de P_G .

(a) — Tensão e frequência do Gd.

(b) — Proteção e controle do Gd.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

4.6 Considerações Finais

Esta seção apresentou dois métodos que combinados auxiliam na determinação da viabilidade do ilhamento intencional de geradores distribuídos, o método das curvas de desempenho e de restrição. A superposição coordenada destas curvas associada ao conceito do intervalo de coordenação do ilhamento intencional foi capaz de identificar duas regiões que podem determinar a viabilidade do ilhamento intencional para dado intervalo de tempo, região viável e inviável. A primeira refere-se àqueles desbalanços de potência ativa em que o tempo de restrição é superior ao de detecção, nestes casos, a operação segura do ilhamento intencional é bem promissora. A segunda região refere-se aos ΔP s em que o tempo de restrição é inferior ao de detecção, nestas condições, o ilhamento intencional é pouco provável. Este procedimento que foi definido como metodologia combinada mostrou-se consistente e capaz de identificar tais regiões por meio dos seus resultados.

A nova metodologia considera as configurações das proteções e por isso pode ser empregada como uma ferramenta que auxiliará especialistas a escolherem configurações adequadas à operação segura do ilhamento intencional. A validação dos resultados confirmou a coerência e eficácia da metodologia em identificar os ajustes com seletividade adequada entre si e o desbalanço crítico de potência ativa para cada configuração das proteções. Além disso, a metodologia permitiu identificar qual método de detecção do ilhamento pode proporcionar maior probabilidade de sucesso do ilhamento intencional. O relé de taxa de variação apresentou seletividade para praticamente todos os seus ajustes típicos analisados e obteve um desbalanço crítico de potência considerável como os outros métodos. Neste sentido, este método de detecção do ilhamento dentre os métodos baseados em medidas de frequência, foi o que tornou o ilhamento intencional mais provável.

A metodologia combinada auxilia na definição dos ajustes das proteções adequados à operação segura do ilhamento intencional, portanto, estes ajustes auxiliarão na próxima metodologia proposta neste trabalho. A simulação dinâmica do sistema elétrico considerando curvas de

cargas é proposta no capítulo 5, porém, consideram-se os ajustes adequados ao ilhamento intencional definidos nesta seção. Ou seja, a metodologia combinada define os ajustes adequados ao ilhamento intencional e estes podem ser certificados por meio da simulação dinâmica da rede considerando curvas de cargas típicas do sistema.

Metodologia Baseada em Simulação Dinâmica

Na prática há dois fatores que afetam os níveis de desbalanço de potência na rede, a variação diária das cargas nos alimentadores e as diversas possibilidades de formação de ilhas com demandas específicas. Neste sentido, metodologias que empregam curvas de carga diárias permitem desenvolver aplicações práticas em sistemas elétricos. Como este trabalho propõe metodologias que determinam a viabilidade técnica do ilhamento em redes de distribuição de energia elétrica, algumas análises considerando curvas de cargas serão desenvolvidas nesta seção.

O capítulo 4 apresentou dois métodos que quando associados são capazes de definir regiões de operação da rede que determinam a viabilidade técnica do ilhamento intencional a partir da dinâmica das proteções do Gd e do PAC. A superposição das curvas de desempenho e de restrição delimitou duas regiões importantes à operação do ilhamento intencional, região viável e inviável. Neste propósito, a metodologia combinada desenvolvida no capítulo 4 pode auxiliar na seleção dos ajustes das proteções mais adequados à operação do ilhamento intencional em redes de distribuição de energia elétrica.

A seleção dos ajustes das proteções do Gd e do PAC por meio da metodologia combinada traz elementos que permitem probabilisticamente avaliar o sucesso do ilhamento intencional para diversos carregamentos da ilha e as diversas possibilidades de formação da ilha. Sendo assim, este capítulo apresenta uma metodologia que, considerando os ajustes das proteções definidos por meio da metodologia combinada, determina a probabilidade de sucesso do ilhamento intencional para um período de operação específico. A metodologia desenvolvida nesta parte do estudo é baseada em simulações computacionais no domínio do tempo e considera curvas de cargas diárias, além de diferentes possibilidades de formação de ilhas. O objetivo é obter um índice numérico que determine probabilisticamente a viabilidade técnica do ilhamento intencional por meio de simulações dinâmicas considerando os ajustes das proteções selecionados e as curvas de carga diárias dos alimentadores da rede estudada.

5.1 Índice Probabilístico do Ilhamento Intencional

A viabilidade do ilhamento intencional ocorre quando o ponto de operação analisado estiver dentro da região viável e atenda o valor de ICI definido para o sistema de proteção da rede. Para a compreensão do conceito básico do Índice Probabilístico do Ilhamento (IPI), analisa-se a Figura 5.1, em que as regiões viável e inviável estão representadas. Considerando um ICI de 100 ms para dados ajustes das proteções, pode-se traçar uma linha vertical a partir do segmento de reta $\overline{AB}$. Por conseguinte, esta linha corresponde ao limiar entre a região viável e inviável. Aqueles pontos de operação internos à região viável e na cor verde representam os ΔPs viáveis ao ilhamento intencional para determinada curva de carga diária. Por outro lado, os pontos de operação internos à região inviável e na cor vermelha representam os ΔPs inviáveis ao ilhamento intencional para dada curva de carga diária da ilha.

A metodologia baseada em simulação dinâmica, portanto, determinará quais pontos de operação para determinada curva de carga são viáveis ou inviáveis à operação segura do ilhamento intencional para sistemas de distribuição de energia elétrica, ou seja, quais pontos da operação num determinado período estão dentro da região viável ou inviável. O ICI definido por meio da simulação dinâmica é dado pela razão do número de pontos dos níveis de carga viáveis ao ilhamento intencional e o intervalo de tempo considerado para a curva de carga, tido neste trabalho como 24 horas. Considerando estes conceitos, o IPI é definido como:

$$IPI = \frac{N_{PI}}{N_T} \times 100 [\%] \quad (5.1)$$

Em que:

N_{PI} - é o número de pontos da curva de carga viáveis ao ilhamento intencional; e

N_T - número total de pontos da base de tempo da curva de carga.

O IPI expressa a viabilidade do ilhamento intencional considerando a curva de carga típica do sistema elétrico no qual se pretende operar isolado. Como $N_{PI} \leq N_T$, o valor máximo para o índice probabilístico do ilhamento intencional é 100 %. O termo IPI pode ser considerado como um índice de desempenho do ilhamento intencional ao determinar a viabilidade deste para qualquer subsistema. Como exemplo, na Figura 5.1 os pontos em verde representam os níveis de carga viáveis ao ilhamento intencional e obtidos a partir das simulações dinâmicas. Os resultados na Figura 5.1 são de um gerador síncrono injetando potência ativa constante (P_G) de 27 MW. O dispositivo de detecção de ilhamento e proteção do Gd é o relé de sub/sobrefrequência e estão ajustados em $\pm 0,5 \text{ Hz}$ e $\pm 1,5 \text{ Hz}$, respectivamente, e o ilhamento foi simulado pela abertura do disjuntor CB1, Figura 3.11. Na Figura 5.1 há 14 pontos de uma curva de carga típica viáveis ao ilhamento intencional, ou seja, os pontos de operação em que a rede pode operar isolada é de 14 horas, logo o IPI pode ser calculado como:

$$IPI = \frac{14}{24} \times 100 = 58,33[\%]$$

Logo, pode-se afirmar que nas condições operativas definidas, e considerando uma curva de carga diária com 24 pontos de operação que expressa desbalanços de potência ativa, a rede possui 58,33[%] de probabilidade ao longo do período em operar isoladamente.

Figura 5.1: Representação dos pontos de operação da ilha para determinada curva de carga.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

O desenvolvimento da metodologia baseada em simulação dinâmica considerando curvas de cargas seguem os seguintes passos:

- ✓ **Seleção dos ajustes das proteções:** selecionam-se os ajustes das proteções do PAC e gerador de forma que o tempo de restrição seja superior ao de detecção do ilhamento;
- ✓ **Definição da curva de carga da ilha:** define-se a curva de carga que representa o carregamento da ilha analisada. Cada ponto de operação corresponde a um intervalo de tempo que depende do intervalo de medição utilizado para a obtenção das curvas de cargas. As curvas de carga dos diferentes tipos de consumidores do sistema elétrico da Figura 3.11 são apresentadas no apêndice A; e
- ✓ **Determinação da viabilidade do ilhamento intencional:** determina-se o ponto de operação ou P_G do Gd e a ilha formada pela abertura do disjuntor. Em seguida, determina-se o número de pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional por meio da simulação dinâmica. O IPI é calculado pela razão entre o número de níveis de carga que não causaram a desconexão do Gd e o intervalo total da base de tempo da curva de carga, conforme a equação 5.1.

5.2 Estudos de Casos

A seção 5.1 apresentou os conceitos que estruturam a metodologia baseada em simulação dinâmica e este processo permitiu definir um índice numérico que determina a viabilidade do ilhamento intencional para os GSDs. Dentre os fatores que podem influenciar a operação do Gd, os estudos de casos definidos pretendem analisar a influência dos métodos de detecção de ilhamento e seus ajustes, a influência do perfil de geração do Gd, o carregamento e o tipo de carga da ilha. Dessa forma, além do caso base, foram propostos os estudos de casos 01, 02, 03 e 04, apresentados nas próximas subseções, relembrando que as condições operativas são aplicadas ao sistema elétrico da Figura 3.11.

5.2.1 Caso Base

As análises da metodologia proposta são realizadas por meio do caso base e as comparações de seus resultados com aqueles obtidos nos estudos de casos 01, 02, 03 e 04. Dessa forma, o caso base possui as seguintes características de operação:

- ✓ $P_{base} = 30$ MVA (Potência nominal do Gd);
- ✓ O regulador de potência reativa fora configurado para manter o fator de potência igual 0,95;
- ✓ Modelo da carga dependente da tensão: impedância constante ($n_p=n_q=2$);
- ✓ Potência ativa e reativa total das cargas (P_C): 20 MW e 8,52 MVar;
- ✓ Potência ativa do Gd (P_G): 27 MW;
- ✓ Ilha 1 - resultante da abertura do religador CB1, Figura 5.7, que possui uma carga instalada de 20 MW;
- ✓ O ajuste de mínima tensão de operação dos relés foi desabilitado a fim de manter a generalidade dos resultados;
- ✓ Esquema de detecção de ilhamento e proteção do Gd: usam-se relés de sub/sobrefrequência com ajuste de $\pm 0,5$ Hz para a detecção de ilhamento (curva de desempenho) e ajuste de $\pm 1,5$ Hz para a proteção do gerador (curva de restrição). Ressalta-se que a proteção do Gd considerada no caso base e nos demais é o relé de sub/sobrefrequência;
- ✓ O ilhamento é simulado pela abertura do disjuntor CB1 no instante $t = 10$ segundos, sendo o tempo total de simulação de 30 segundos. Caso o relé de detecção de ilhamento (proteção do PAC) não atue em até 2 segundos, considera-se como falha a detecção do ilhamento.

A Figura 5.2 apresenta os resultados que determinam a viabilidade técnica do ilhamento intencional para o caso base. Na Figura 5.2(a) identificam-se os pontos da operação que indicam as condições viáveis à operação segura do ilhamento intencional. Por conseguinte, identificam-se 4 pontos de operação entre as horas 2 e 5 do período analisado inviáveis à operação do ilhamento intencional.

A Figura 5.2(b) identifica o momento de alteração dos modos de controles (tempo de detecção) e atuação da proteção do Gd para os pontos inviáveis ao ilhamento intencional. A igualdade quanto ao tempo de alteração dos modos de controle do Gd nestes pontos inviáveis deve-se à proximidade dos valores de desbalanços de potência ativa entre eles.

A Tabela 5.1 apresenta os valores do IPI referente ao estudo de caso base, isto é, o ilhamento intencional tem 83,33 % de viabilidade para a curva de carga típica da ilha 1. Ressalta-se que os pontos na cor preta da Figura 5.2(a) referem-se aos pontos viáveis ao ilhamento intencional, representam os níveis de carga ativa em que o ilhamento intencional é viável. Quando houver níveis de carga ativa inviáveis ao ilhamento intencional, estes serão indicados na cor vermelha. Estas convenções empregadas à figura 5.2 serão estendidas aos demais estudos de casos. Os resultados obtidos no caso base auxiliarão nas análises e generalizações dos resultados dos demais estudos de casos.

Figura 5.2: Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso base.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 5.1: Índice probabilístico do ilhamento intencional - caso base.

Esquema de detecção de ilhamento	Ajuste [Hz]	Proteção do gerador	Ajuste [Hz]	N_{PI}	N_T	IPI [%]
RF	$\pm 0,5$	RF	$\pm 1,5$	20,0	24,0	83,33

5.2.2 Estudo de Caso 01

Neste estudo de caso investiga-se a influência do esquema de detecção deilhamento e seus ajustes na determinação da viabilidade técnica do ilhamento intencional. Neste aspecto, três técnicas passivas baseadas em medidas de frequência são estudadas, o RF, o RTVF e o RDF. A proteção do Gd considerada no estudo de caso 01 é o relé de sub/sobrefrequência com ajuste típico de $\pm 1,5$ Hz. A Tabela 5.2 apresenta os ajustes típicos definidos para o caso 01.

As técnicas de detecção de ilhamento baseadas em medidas de frequência empregadas neste trabalho utilizam diferentes unidades de medidas. O RF é em Hz, o RDF é em graus elétricos, enquanto que o RTVF é o Hz/s. Em um sistema com 60 Hz de frequência nominal, 1 Hz equivale a 6 graus elétricos. Assim, existe uma relação direta entre os ajustes do RF e o RDF. Dessa forma, um ajuste de $\pm 0,5$ Hz para o RF equivalerá a 3° para o RDF, ± 1 Hz a 6° , $\pm 1,5$ Hz a 9° , e assim por diante. Entretanto, para o RTVF não existe uma relação direta com as unidades de medidas empregadas nas outras técnicas de detecção de ilhamento (VIEIRA JÚNIOR, 2006).

Tabela 5.2: Ajustes típicos das proteções para o caso 01.

Esquema de detecção de ilhamento	Relé de sub/sobrefrequência			Relé de taxa de variação de frequência			Relé de deslocamento de fase		
Ajustes [Hz, Hz/s, Graus]	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	0,10	0,25	0,50	3	6	9
Proteção do gerador	Relé de sub/sobrefrequência								
Ajustes [Hz]	$\pm 1,5$								

A Figura 5.3 apresenta os resultados para o relé de sub/sobrefrequência como esquema de detecção de ilhamento para diversos ajustes típicos. Quando ajustado em $\pm 0,5$ Hz (caso base), têm-se os resultados mais promissores ao ilhamento intencional para o relé de sub/sobrefrequência como método de detecção de ilhamento, indicando a relação direta entre o ajuste do esquema de detecção de ilhamento e a viabilidade do ilhamento intencional.

Analisando a Figura 5.3(a), define-se que durante 6 horas não sequenciais o ilhamento intencional é viável para as condições estabelecidas. Em contrapartida, quando ajustado em $\pm 1,0$ Hz, têm-se apenas 3 horas viáveis ao ilhamento intencional conforme se analisa na Figura 5.3(b). Tornando-se menos sensível às oscilações de frequência ao ser ajustado em $\pm 1,5$ Hz, o RF não determinou qualquer ponto de operação da curva de carga viável ao ilhamento intencional.

Estes resultados ratificam a relação de que os ajustes mais sensíveis do esquema de detecção de ilhamento tendem a promover maior viabilidade do ilhamento intencional. Ainda analisando os resultados do RF ajustado em $\pm 1,5$ Hz, pode-se afirmar que entre ajustes semelhantes do esquema de detecção de ilhamento e da proteção do gerador, determina-se poucos ou nenhum ponto de operação viável ao ilhamento intencional. Neste sentido, a probabilidade de sucesso do ilhamento intencional tende a aumentar quando o esquema de detecção de ilhamento for mais

sensível que a proteção do Gd. Os índices de probabilidade do ilhamento intencional obtidos para estes ajustes típicos do relé de sub/sobrefrequência estão apresentados na Tabela 5.3.

Figura 5.3: Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso 1.

(a) - Detecção de ilhamento: RF - $\pm 0,5$ Hz.

(b) - Detecção de ilhamento: RF - $\pm 1,0$ Hz.

(c) - Detecção de ilhamento: RF - $\pm 1,5$ Hz.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

A Figura 5.4 apresenta os resultados que expressam a influência do relé de taxa de variação de frequência como método de detecção de ilhamento na determinação da viabilidade do ilhamento intencional. Analisando-a, percebe-se um cenário bem favorável à formação do ilhamento intencional, tanto que foram obtidos os índices mais promissores à viabilidade do ilhamento intencional entre os métodos de detecção de ilhamento analisados. Para toda curva de carga da ilha 1, têm-se níveis de carga favoráveis à formação segura da ilha. As análises identificaram comportamento similar entre os ajustes estudados. A Tabela 5.3 apresenta o IPI para os ajustes típicos do relé de taxa de variação de frequência. Analisando-a, pode-se afirmar que o relé de taxa de variação de frequência possibilitou os melhores índices para a viabilidade técnica do ilhamento intencional.

Figura 5.4: Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso 1.

(a) - Detecção de ilhamento: RTVF - 0,10 Hz/s. (b) - Detecção de ilhamento: RTVF - 0,25 Hz/s.

(c) - Detecção de ilhamento: RTVF - 0,50 Hz/s.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

A Figura 5.5 apresenta os resultados nos quais o relé de deslocamento de fase ou salto de vetor é considerado como método de detecção de ilhamento. O comportamento destes, conforme apresenta a Tabela 5.3, mostrou um desempenho similar ao relé de sub/sobrefrequência quanto à determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional nas condições determinadas.

O desempenho mais promissor de viabilidade do ilhamento intencional reservou-se ao ajuste de 3 graus, correspondente ao comportamento do ajuste de $\pm 0,5 Hz$ para o relé de sub/sobrefrequência. O ajuste de 6 graus determinou 4 pontos viáveis ao ilhamento intencional, resultados bem próximos àqueles determinados para o ajuste de $\pm 1,0 Hz$ do RF. Para o ajuste de 9 graus, não há pontos da operação ao longo da curva de carga viáveis ao ilhamento intencional.

Estes resultados demonstram quanto o método de detecção de ilhamento e seus ajustes podem influenciar na determinação da viabilidade do ilhamento intencional. Logo, pode-se afirmar que o relé de taxa de variação de frequência é o método de detecção de ilhamento mais promissor à determinação da viabilidade técnica do ilhamento intencional. Em contrapartida, o relé de deslocamento de fase apresentou um desempenho similar ao relé de sub/sobrefrequência quanto à viabilidade do ilhamento intencional. A Tabela 5.3 apresenta os índices probabilísticos do ilhamento intencional para os métodos de detecção de ilhamento do estudo de caso 1 e seus ajustes.

Tabela 5.3: Índice probabilístico do ilhamento intencional - estudo de caso 01.

Esquema de detecção de ilhamento	RF			RTVF			RDF		
Ajustes [Hz, Hz/s, Graus]	$\pm 0,50$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	0,10	0,25	0,5	3	6	9
Proteção do gerador	RF								
Ajustes [Hz]	$\pm 1,5$								
N_{PI}	20,00	3,00	0,00	22,00	21,00	20,0	24,00	4,00	0,00
N_T	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,0	24,00	24,00	24,00
IPI [%]	83,33	12,50	0,00	91,67	87,50	83,33	100,00	16,67	0,00

Figura 5.5: Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso 1.

(a) - Detecção de ilhamento: RDF - 3 graus.

(b) - Detecção de ilhamento: RDF - 6 graus.

(c) - Detecção de ilhamento: RDF - 9 graus.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

5.2.3 Estudo de Caso 02

As análises deste estudo de caso definem a influência do nível de geração do Gd sobre a determinação da viabilidade técnica do ilhamento intencional. Ressalta-se que todas as características do caso base são mantidas e que apenas os níveis de injeção de potência ativa pelo Gd são alteradas. O gerador síncrono distribuído empregado foi ajustado de modo a fornecer potência ativa constante visto que esta é a condição de operação típica de geradores síncronos distribuídos. Neste estudo analisa-se a variação do patamar de potência ativa injetada pelo gerador.

Diante disso, foram definidos aleatoriamente 3 patamares de injeção de potência ativa do Gd: 27 MW, 15 MW e 9 MW. Espera-se com este estudo de caso que o número de pontos

de operação para o sistema da Figura 3.11 aumente em relação ao caso base, tendo em vista a potência nominal do Gd (30 MVA) e a demanda total das cargas (21,75 MVA). O resultado referente a $P_G = 27$ MW corresponde ao caso base e os resultados foram apresentados na Figura 5.2 e Tabela 5.1.

A Figura 5.6(b) apresenta os resultados para a injeção de $P_G = 15$ MW. Analisando-a, constata-se que para a curva de carga ativa, todos os pontos de operação são viáveis à operação segura do ilhamento intencional, totalizando 24 horas viáveis à operação isolada da rede. Os resultados dos índices probabilísticos estão apresentados na Tabela 5.4.

A Figura 5.6(c) apresenta os pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional para a potência ativa gerada de $P_G = 9$ MW. Os resultados apontam para 13 horas não sequenciais viáveis ao ilhamento intencional, a Tabela 5.4 apresenta os valores dos índices probabilísticos do ilhamento intencional para o estudo de caso 02 e base.

Estes resultados demonstram que independente do excesso ou déficit de geração, o ilhamento intencional torna-se promissor naquelas condições em que o desbalanço de potência ativa está coerente aos ajustes das proteções, ou seja, quando o desbalanço de potência ativa é pequeno principalmente no instante do ilhamento. A viabilidade do ilhamento intencional foi promissora para valores maiores de potência ativa na ilha, ou seja, naqueles casos em que a reserva de potência ativa oriunda do Gd atende às solicitações de demandas da carga ao longo do período analisado.

Tabela 5.4: Índice probabilístico do ilhamento intencional - estudo de caso 02.

P_G [MW]	Esquema de detecção de ilhamento	Ajuste [Hz]	Proteção do gerador	Ajuste [Hz]	N_{PI}	N_T	IPI [%]
27					20,0	24,0	83,33
15	RF	$\pm 0,5$	RF	$\pm 1,5$	24,0	24,0	100,0
9					13,0	24,0	54,16

Figura 5.6: Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso 2.

(a) - N_{PI} para $P_G = 27$ MW.

(b) - N_{PI} para $P_G = 15$ MW.

(c) - N_{PI} para $P_G = 9$ MW.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

5.2.4 Estudo de Caso 03

Neste estudo de caso analisa-se a influência da demanda específica da ilha na determinação da viabilidade técnica do ilhamento intencional. Neste sentido, definem-se 3 ilhas com demandas distintas para desenvolver tais análises.

Estas ilhas foram definidas conforme Figura 5.7 e que corresponde ao mesmo sistema representado na Figura 3.11. Ressalta-se que a metodologia considera a formação de uma ilha oriunda pela abertura de disjuntores. Conforme a Figura 5.7, o disjuntor CB1 quando aberto resultará na ilha 1, da abertura do disjuntor CB3 tem-se a ilha 2 e, finalmente do seccionamento do CB5, tem-se a ilha 3.

A Tabela 5.5 apresenta as definições para cada ilha analisada. Ressalta-se que as ilhas 2 e 3, com exceção do nível de carga nas ilhas, possuem as características operativas do caso base, e a ilha 1 possui as condições operativas idênticas do caso base.

Figura 5.7: Estudo de caso 3 - ilhas.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 5.5: Definições das ilhas implementadas no estudo de caso 03.

Ilha	Seccionamento	Consumidor	Barra	P_C [MVA]
1	CB1	Industrial Comercial Residencial	1, 2, 3, 4, 5, 6	21,75
2	CB3	Industrial Residencial	4, 5, 6	8,15
3	CB5	Industrial	6	2,61

O cenário correspondente à ilha 1 refere-se ao caso base, cujos resultados foram apresentados na Figura 5.2 e Tabela 5.1. A Figura 5.8 apresenta os resultados do estudo de caso 03

e analisando-a, verifica-se a inviabilidade do ilhamento intencional para toda a curva de carga da ilha 2 e 3. Este comportamento se justifica pelo elevado desbalanço de potência ativa que há nas ilhas, principalmente nas ilhas 2 e 3. A Tabela 5.6 apresenta os valores dos índices probabilísticos das ilhas, incluindo a ilha 1 que se refere ao caso base.

Figura 5.8: Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso 3.

(a) - N_{PI} para $P_C = 20$ MW.

(b) - N_{PI} para $P_C = 7,5$ MW.

(c) - N_{PI} para $P_C = 2,4$ MW.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 5.6: Índice probabilístico do ilhamento intencional - estudo de caso 03.

Ilha	Esquema de detecção de ilhamento	Ajuste [Hz]	Proteção do gerador	Ajuste [Hz]	N_{PI}	N_T	IPI [%]
1	RF	$\pm 0,5$	RF	$\pm 1,5$	20,0	24,0	83,33
2					0,00	24,0	0,00
3					0,00	24,0	0,00

5.2.5 Estudo de Caso 04

No estudo de caso 4 analisa-se a influência do tipo de carga (dependente da tensão) na viabilidade técnica do ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos. Além da carga do tipo impedância constante (caso base), estuda-se a carga do tipo corrente constante ($n_p=n_q=1$), mista 1 ($n_p=1$ e $n_q=2$) e mista 2 ($n_p=2$ e $n_q=1$) (KUNDUR, 1994).

A Figura 5.9 apresenta os resultados referentes ao estudo de caso 04. Analisando-a, nota-se um período de 18 horas viáveis ao ilhamento intencional para os tipos de cargas corrente constante, carga mista 1 e 2. Este período de tempo de viabilidade do ilhamento intencional permitiu obter um índice de 75% de chances da rede operar isoladamente conforme se observa na Tabela 5.7. Porém, verificam-se pontos de viabilidade técnica iguais para a carga corrente constante e mista 1, e pontos de operação viáveis diferentes para a carga impedância constante e mista 2.

Para o sistema elétrico estudado e os modelos de carga dependentes da tensão analisados, obteve-se um comportamento promissor quanto à viabilidade técnica do ilhamento intencional. Entretanto, naquelas redes em que se desconhecem o tipo de carga dependente da tensão, deve-se investigar aquele modelo mais conservador quanto à determinação da viabilidade do ilhamento intencional. Os resultados demonstram o quão a viabilidade do ilhamento intencional pode ser dependente do tipo de carga, principalmente quando o método de detecção de ilhamento, responsável pela alteração dos modos de controle do Gd, tem seu desempenho também dependente do tipo de carga (VIEIRA JÚNIOR, 2006; CARVALHO, 2014).

A redução dos pontos de operação viáveis para a carga do tipo mista 2 em relação à carga impedância constante (caso base), deve-se à mudança do valor da componente da potência reativa (n_q) do valor 2 para 1. A igualdade entre os índices da carga do tipo corrente constante e mista 1 devem-se a igualdade da componente da potência ativa ($n_p=1$), uma vez que a variação da potência ativa é linear com a variação da tensão.

Tabela 5.7: Índice probabilístico do ilhamento intencional - estudo de caso 04.

Carga	Esquema de detecção de ilhamento	Ajuste [Hz]	Proteção do gerador	Ajuste [Hz]	NPI	NT	IPI [%]
Impedância constante					20,00	24,00	83,33
Corrente constante	RF	$\pm 0,5$	RF	$\pm 1,5$	18,00	24,00	75,00
Mista 1					18,00	24,00	75,00
Mista 2					18,00	24,00	75,00

Figura 5.9: Determinação dos pontos de operação viáveis ao ilhamento intencional - caso 4.

(a) - Impedância constante ($n_p=n_q=2$). (b) - Corrente constante ($n_p=n_q=1$). (c) - Carga mista 1 ($n_p=1$ e $n_q=2$). (d) - Carga mista 2 ($n_p=2$ e $n_q=1$).

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

5.3 Considerações Finais

Esta seção apresentou uma metodologia que baseada em simulação dinâmica no domínio do tempo, e considerando os ajustes escolhidos para as proteções por meio da metodologia combinada, determinou a viabilidade técnica do ilhamento intencional para geradores síncronos distribuídos. As investigações da nova metodologia foram orientadas por meio do caso base, cujos ajustes da proteção de detecção de ilhamento ($\pm 0,5\text{Hz}$) e do gerador ($\pm 1,5\text{Hz}$) proporcionou um IPI de 83,33%. A análise do caso base permitiu concluir que o valor do IPI depende diretamente da escolha do par de ajustes das proteções e de outros fatores, como o método de detecção do ilhamento, do nível de injeção de potência ativa do gerador, da demanda específica da ilha e do tipo de carga predominante na ilha. Entretanto, cada fator influenciará de modo diferente o índice probabilístico do ilhamento intencional.

Analizando a influência do método de detecção de ilhamento sobre a viabilidade do ilhamento intencional do sistema elétrico, definiu-se o relé de taxa de variação de frequência como o esquema de detecção mais adequado à operação segura do ilhamento intencional. Além do mais, os menores ajustes definidos para os esquemas de detecção de ilhamento foram aqueles que proporcionaram os cenários bem mais promissores ao ilhamento intencional. O desbalanço de potência na ilha é proporcional à injeção de potência ativa e/ou consumo das cargas internas nesta. Analisando os níveis de injeção de potência ativa pelo Gd, e a demanda específica de cada ilha, constatou-se que independente da potência ativa gerada e/ou consumida, o ilhamento intencional mostrou-se viável naquelas condições em que o desbalanço de potência ativa é pequeno.

A análise do grau de influência do modelo de carga dependente da tensão na viabilidade técnica do ilhamento intencional apontou uma dependência direta em relação à componente ativa da carga, principalmente porque nas análises desenvolvidas neste trabalho consideram-se somente as proteções baseadas em sinais de frequência. A metodologia baseada em simulação dinâmica desenvolvida por meio do auxílio da metodologia combinada mostrou-se eficiente para determinar a viabilidade técnica do ilhamento intencional. Os resultados obtidos por meio da metodologia mostraram sua eficiência e os fatores-chaves que podem influenciar diretamente a viabilidade do ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos. Porém, redes com dois ou mais Gds dever ser investigadas em estudos futuros.

Conclusões

A conexão de geradores distribuídos, especialmente aqueles de fontes primárias renováveis, propôs novos paradigmas aos sistemas de distribuição de energia elétrica tais como as "Redes ativas" e as "Redes Inteligentes". Nesta perspectiva, os operadores dos sistemas de distribuição têm na operação isolada de algumas porções da rede elétrica a oportunidade de melhoria da confiabilidade dos SDEEs (CONTI; RIZZO, 2015). O ilhamento intencional de geradores distribuídos neste cenário, tornou-se uma estratégia promissora, entretanto, desafiadora do ponto de vista de sua viabilidade técnica, principalmente por envolver estratégias de controle eficientes e complexas das redes elétricas.

Tratando-se o ilhamento intencional de uma estratégia promissora à operação das redes elétricas, este trabalho propõe metodologias para determinar a viabilidade técnica do ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos. Neste contexto, duas metodologias que analisam as proteções do PAC e/ou do gerador e que definem as configurações adequadas destas à operação do ilhamento intencional foram propostas. As metodologias propostas focam suas análises nos esquemas de detecção de ilhamento e das proteções do gerador distribuído baseadas em medidas de frequência. Como o objetivo destas metodologias é manter o Gd ilhado e fornecendo potência às cargas, o esquema de detecção de ilhamento foi programado para enviar o sinal de alteração do modo de controle do Gd de PQ para o V-f.

A metodologia combinada ao aplicar os conceitos dos métodos das curvas de desempenho e de restrição analisou a viabilidade do ilhamento intencional de GSDs por meio da superposição destas curvas em um único gráfico. O esboço destas curvas num gráfico permitiu estabelecer a intersecção delas que juntamente aos conceitos do ICI e ΔP_C definem a região viável e inviável à operação estável do ilhamento intencional. Quando realizada a intersecção destas e atendida a restrição definida pelo intervalo de coordenação do ilhamento, se estabelece a seletividade entre os ajustes das proteções. A metodologia ao considerar as configurações das proteções torna-se uma ferramenta que auxilia na escolha dos ajustes dos relés adequados à formação de uma ilha estável quando da ocorrência de um ilhamento. A validação dos resultados demonstrou a coerência da metodologia para os três tipos de relés como esquema de detecção de ilhamento: relé de sub/sobrefrequência, relé de taxa de variação de frequência e o relé de deslocamento de

fase. Neste sentido, desde que cumpridas as etapas sugeridas pela metodologia combinada, esta ferramenta pode ser aplicada em termos de generalização a qualquer sistema de distribuição de energia elétrica.

Os procedimentos práticos das redes elétricas levam em consideração as variações diárias de cargas nos alimentadores e as demandas específicas das ilhas formadas. Diante destas características e considerando curvas de cargas diárias do sistema analisado, uma metodologia baseada em simulação dinâmica no domínio do tempo foi proposta. Esta metodologia tomando os ajustes dos relés definidos na metodologia combinada foi capaz de determinar a viabilidade técnica do ilhamento intencional e verificar a influência de alguns fatores.

Ao analisar a influência do esquema de detecção de ilhamento na viabilidade do ilhamento intencional constatou-se que o relé de taxa de variação de frequência promoveu as condições mais viáveis à operação isolada da rede. Por outro lado, independente dos níveis de injeção e/ou consumo de potência ativa na rede, os cenários mais favoráveis à operação isolada ocorreram para pequenos desbalanços de potência ativa. As análises dos modelos das cargas dependentes da tensão demonstraram que a viabilidade do ilhamento intencional pode ser influenciada diretamente pelas componentes de potência ativa e/ou reativa, principalmente em condições que essas componentes determinam a rápida variação da frequência da rede.

6.1 Continuação da Pesquisa

Este trabalho suscitou algumas questões, esclareceu outras e propôs metodologias que certamente auxiliarão na operação segura do ilhamento intencional de geradores distribuídos. Entretanto, os desafios técnicos deste tema não foi esgotado neste trabalho e outras investigações que aqui não foram tratadas podem nortear trabalhos futuros. As sugestões propostas para a continuidade da pesquisa são:

- ✓ **Investigação de soluções potenciais à formação de ilhas estáveis:** por meio da aplicação das metodologias apresentadas nos capítulos 4 e 5 pode-se identificar as condições em que o ilhamento não foi bem sucedido. Essas condições motivam o estudo de possíveis soluções para garantir a operação ilhada. Em Lima (2013), as seguintes alternativas foram estudadas:
 - Operação dos Gds regulando potência e tensão antes da formação da ilha;
 - Rejeição de cargas não prioritárias;
 - *Load Following*.

Essas soluções se mostraram viáveis em alguns casos, porém não foram avaliadas de maneira mais abrangente à luz das metodologias propostas neste trabalho.

- ✓ **Múltiplos geradores distribuídos:** a existência de vários geradores distribuídos em redes de distribuição é uma tendência no Brasil e já é uma realidade em muitos países.

Então, determinar a probabilidade da ocorrência do ilhamento considerando múltiplos Gds, tornam as análises mais realistas e mais complexas.

- ✓ **Redes elétricas de distribuição:** analisar as metodologias que determinam a viabilidade técnica do ilhamento intencional desenvolvidas neste trabalho considerando uma modelagem mais detalhada do sistema elétrico e bem próxima das redes de distribuição reais: assimetria das linhas de distribuição e das cargas.
- ✓ **Dispositivos de controle da tensão:** analisar a atuação de dispositivos capazes de realizar controle de tensão tais como reguladores automáticos de tensão, bancos de capacitores e transformadores com mudanças de derivações do enrolamento sob carga (OLTC - *on load tap changer*) ao longo do sistema de distribuição como controle complementar ao sistema de excitação do Gd;
- ✓ **Avaliação da qualidade da energia elétrica na ilha formada:** avaliar a QEE para as ilhas definidas como viáveis pela metodologia combinada e a baseada em simulação dinâmica.

Referências

- AGHAMOHAMMADI, M. R.; SHAHMOHAMMADI, A. Intentional islanding using a new algorithm based on ant search mechanism. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 35, n. 1, p. 138–147, 2012.
- AHMAD, K. N. E. K.; SELVARAJ, J.; RAHIM, N. A. A review of the islanding detection methods in grid-connected pv inverters. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 21, p. 756–766, 2013.
- ALOBEDLI, K. A.; SYED, M. H.; MOURSI, M. S. E.; ZEINELDIN, H. H. Novel coordinated voltage control for hybrid micro-grid with islanding capability. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 6, n. 3, p. 1116–1127, 2015.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 4: Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**. 2010. 27 p.
- ASSIS, T. M. L.; TARANTO, G. N. Automatic reconnection from intentional islanding based on remote sensing of voltage and frequency signals. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 3, n. 4, p. 1877–1884, 2012.
- BACELAR, M. N. Avaliação do desempenho estático e dinâmico de uma microrrede na ocorrência de ilhamentos intencionais. **Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: UFRJ**, 2013.
- BALAGUER-ALVAREZ, I. J.; ORTIZ-RIVERA, E. I. Survey of distributed generation islanding detection methods. **IEEE Latin America Transactions**, IEEE, v. 8, n. 5, p. 565–570, 2010.
- BALAGUER, I. J.; LEI, Q.; YANG, S.; SUPATTI, U.; PENG, F. Z. Control for grid-connected and intentional islanding operations of distributed power generation. **IEEE transactions on industrial electronics**, IEEE, v. 58, n. 1, p. 147–157, 2011.
- BARSALI, S.; CERAULO, M.; PELACCHI, P.; POLI, D. Control techniques of dispersed generators to improve the continuity of electricity supply. In: IEEE. **Power Engineering Society Winter Meeting, 2002**. IEEE. [S.l.], 2002. v. 2, p. 789–794.
- BASAK, P.; CHOWDHURY, S.; DEY, S. H. nee; CHOWDHURY, S. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 16, n. 8, p. 5545–5556, 2012.

- BOLDEA, I. **Synchronous generators**. [S.l.]: CRC Press, 2015.
- CARVALHO, M. M. d. **Análise da influência de diferentes tipos de cargas no desempenho da proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2014.
- CHANG, W.-Y. A hybrid islanding detection method for distributed synchronous generators. In: IEEE. **Power Electronics Conference (IPEC), 2010 International**. [S.l.], 2010. p. 1326–1330.
- CHEN, Y.; XU, Z.; ØSTERGAARD, J. Security assessment for intentional island operation in modern power system. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 81, n. 9, p. 1849–1857, 2011.
- _____. Islanding control architecture in future smart grid with both demand and wind turbine control. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 95, p. 214–224, 2013.
- CHIANG, W.-J.; JOU, H.-L.; WU, J.-C. Active islanding detection method for inverter-based distribution generation power system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 42, n. 1, p. 158–166, 2012.
- CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. Islanding protection of active distribution networks with renewable distributed generators: A comprehensive survey. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 79, n. 6, p. 984–992, 2009.
- CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.; TEN, C. F.; CROSSLEY, P. Islanding protection of distribution systems with distributed generators—a comprehensive survey report. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting—Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE**. [S.l.], 2008. p. 1–8.
- CONTI, S.; RIZZO, S. A. Monte carlo simulation by using a systematic approach to assess distribution system reliability considering intentional islanding. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 1, p. 64–73, Feb 2015. ISSN 0885-8977.
- CORRÊA, D. S. **Metodologias para análise do risco de ocorrência de ilhamentos não intencionais de geradores síncronos distribuídos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2008.
- CPFL. **GDE-33: Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL**. 2017. 54 p.
- DALKE, G.; BAUM, A.; BAILEY, B.; DALEY, J. M.; DUNCAN, B.; FISCHER, J.; HESLA, E.; HOERAUF, R.; HORNBARGER, B.; LEE, W.-J. et al. Risks from utility supply disruption. **IEEE industry applications magazine**, IEEE, v. 17, n. 1, p. 47–56, 2011.
- DAS, R.; MADANI, V.; AMINIFAR, F.; MCDONALD, J.; VENKATA, S.; NOVOSEL, D.; BOSE, A.; SHAHIDEHPOUR, M. Distribution automation strategies: Evolution of technologies and the business case. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 6, n. 4, p. 2166–2175, 2015.
- DING, X.; CROSSLEY, P. A. Islanding detection for distributed generation. In: IEEE. **Power Tech, 2005 IEEE Russia**. [S.l.], 2005. p. 1–4.

EL-ZONKOLY, A. Optimal scheduling of observable controlled islands in presence of energy hubs. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 142, p. 141–152, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco energético nacional 2017: Ano base 2016**. Rio de Janeiro. 2017.

FAQHRULDIN, O. N.; EL-SAADANY, E. F.; ZEINELDIN, H. H. A universal islanding detection technique for distributed generation using pattern recognition. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1985–1992, July 2014. ISSN 1949-3053.

FARROKHABADI, M.; CAÑIZARES, C. A.; BHATTACHARYA, K. Frequency control in isolated/islanded microgrids through voltage regulation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 3, p. 1185–1194, May 2017. ISSN 1949-3053.

FARROKHABADI, M.; CAÑIZARES, C. A.; BHATTACHARYA, K. Frequency control in isolated/islanded microgrids through voltage regulation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 8, n. 3, p. 1185–1194, 2017.

FERNANDES, T. C. d. C. **Aplicação de técnicas de estimação modal para análise da estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geração distribuída**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2012.

FERREIRA, L. P. M. P. M. B.; PONTES, C. E. V. Operação ilhada voluntária de pequena central hidrelétrica alimentando 3 subestações rurais. In: **XXI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–12.

FREITAS, W.; HUANG, Z.; XU, W. A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distributed generation applications. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 20, n. 1, p. 57–63, 2005.

FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M.; MORELATO, A.; SILVA, L. C. P. da; COSTA, V. F. da; LEMOS, F. A. B. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 1, p. 301–311, Feb 2006. ISSN 0885-8950.

FREITAS, W.; XU, W. False operation of vector surge relays. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 19, n. 1, p. 436–438, 2004.

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

FREITAS, W.; XU, W.; HUANG, Z.; VIEIRA, J. C. Characteristics of vector surge relays for distributed synchronous generator protection. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 77, n. 2, p. 170–180, 2007.

FU, Q.; NASIRI, A.; BHAVARAJU, V.; SOLANKI, A.; ABDALLAH, T.; DAVID, C. Y. Transition management of microgrids with high penetration of renewable energy. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 5, n. 2, p. 539–549, 2014.

GUERRERO, J. M.; CHANDORKAR, M.; LEE, T. L.; LOH, P. C. Advanced control architectures for intelligent microgrids; part i: Decentralized and hierarchical control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 4, p. 1254–1262, April 2013. ISSN 0278-0046.

- HASHEMI, F.; GHADIMI, N.; SOBHANI, B. Islanding detection for inverter-based dg coupled with using an adaptive neuro-fuzzy inference system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 45, n. 1, p. 443–455, 2013.
- HOSSEINNEZHAD, V.; RAFIEE, M.; AHMADIAN, M.; SIANO, P. Optimal island partitioning of smart distribution systems to improve system restoration under emergency conditions. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 97, p. 155–164, 2018.
- HUAYLLAS, T. E. D. C.; RAMOS, D. S.; ARNEZ, R. L. V. Microgrid systems: Main incentive policies and performance constraints evaluation for their integration to the network. **IEEE Latin America Transactions**, IEEE, v. 12, n. 6, p. 1078–1085, 2014.
- HURLEY, J.; BIZE, L.; MUMMERT, C. The adverse effects of excitation system var and power factor controllers. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 14, n. 4, p. 1636–1645, 1999.
- HYDRO, B. Distribution power generator islanding guidelines. **Technical Report**, 2006.
- HYDRO-QUÉBEC. **5.1, for Use with Simulink, User's Guide 2009**. Natick, MA: The MathWorks. 2009. Disponível em: <http://www.mathworks.com>. Acesso em: 01 Set. 2015.
- IEEE. Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 6, p. 1904–1915, 1973.
- IEEE Std 1547. Ieee standard conformance test procedures for equipment interconnecting distributed resources with electric power systems - amendment 1. **IEEE Std 1547.1a-2015 (Amendment to IEEE Std 1547.1-2005)**, p. 1–27, May 2005.
- _____. Ieee application guide for ieee std 1547(tm), ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. **IEEE Std 1547.2-2008**, p. 1–217, April 2009.
- _____. Ieee guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. **IEEE Std 1547.4-2011**, p. 1–54, July 2011.
- _____. Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. **IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)**, p. 1–138, April 2018.
- IEEE Std 421.5. 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, Aug 2016.
- JAN, M.; JANUSZ, W.; JAMES, R. **Power system dynamics: Stability and Control**. [S.l.: s.n.], 2008.
- JARDINI, J. A.; TAHAN, C. M. V.; GOUVEA, M. R.; AHN, S. U.; FIGUEIREDO, F. M. Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 1, p. 375–380, Jan 2000. ISSN 0885-8977.
- JAYAWEERA, D.; GALLOWAY, S.; BURT, G.; MCDONALD, J. R. A sampling approach for intentional islanding of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 22, n. 2, p. 514–521, 2007.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; GORAN, S. **Embedded Generation (IEE power and energy series; 31)**. [S.l.]: Institution of Engineering and Technology-IET, 2000.

JIA, K.; BI, T.; LIU, B.; THOMAS, D.; GOODMAN, A. Advanced islanding detection utilized in distribution systems with dfig. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 63, p. 113–123, 2014.

JOU, H.-L.; CHIANG, W.-J.; WU, J.-C. Virtual inductor-based islanding detection method for grid-connected power inverter of distributed power generation system. **IET Renewable Power Generation**, IET, v. 1, n. 3, p. 175–181, 2007.

KANG, N.; WANG, J.; SINGH, R.; LU, X. **Interconnection, Integration, and Interactive Impact Analysis of Microgrids and Distribution Systems**. [S.l.], 2017.

KARELLAS, S.; BRAIMAKIS, K. Energy–exergy analysis and economic investigation of a cogeneration and trigeneration orc–vcc hybrid system utilizing biomass fuel and solar power. **Energy conversion and management**, Elsevier, v. 107, p. 103–113, 2016.

KARIMI, H.; NIKKHAJOEI, H.; IRAVANI, R. Control of an electronically-coupled distributed resource unit subsequent to an islanding event. In: **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–1. ISSN 1932-5517.

KARIMI, H.; YAZDANI, A.; IRAVANI, R. Negative-sequence current injection for fast islanding detection of a distributed resource unit. **IEEE Transactions on power electronics**, IEEE, v. 23, n. 1, p. 298–307, 2008.

KATIRAEI, F.; IRAVANI, M. R.; LEHN, P. W. Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 1, p. 248–257, Jan 2005. ISSN 0885-8977.

KATIRAEI, F.; IRAVANI, R.; HATZIARGYRIOU, N.; DIMEAS, A. Microgrids management. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 6, n. 3, p. 54–65, May 2008. ISSN 1540-7977.

KHAMIS, A.; SHAREEF, H.; BIZKEVELCI, E.; KHATIB, T. A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 28, p. 483–493, 2013.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7.

KYRITSIS, A.; VOGLITSIS, D.; PAPANIKOLAOU, N.; TSELEPIS, S.; CHRISTODOULOU, C.; GONOS, I.; KALOGIROU, S. A. Evolution of pv systems in greece and review of applicable solutions for higher penetration levels. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 109, p. 487–499, 2017.

LAGHARI, J.; MOKHLIS, H.; BAKAR, A.; KARIMI, M. A new islanding detection technique for multiple mini hydro based on rate of change of reactive power and load connecting strategy. **Energy conversion and management**, Elsevier, v. 76, p. 215–224, 2013.

LAGHARI, J.; MOKHLIS, H.; KARIMI, M.; BAKAR, A.; MOHAMAD, H. Computational intelligence based techniques for islanding detection of distributed generation in distribution network: A review. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 88, p. 139–152, 2014.

LI, C.; CAO, C.; CAO, Y.; KUANG, Y.; ZENG, L.; FANG, B. A review of islanding detection methods for microgrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 35, p. 211–220, 2014.

LIMA, R. L. **Análise de requisitos técnicos para ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2013.

LIU, F.; KANG, Y.; ZHANG, Y.; DUAN, S.; LIN, X. Improved sms islanding detection method for grid-connected converters. **IET renewable power generation**, IET, v. 4, n. 1, p. 36–42, 2010.

LOPES, L. A.; SUN, H. Performance assessment of active frequency drifting islanding detection methods. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 21, n. 1, p. 171–180, 2006.

LORA, E. S.; HADDAD, J. et al. **Geração distribuída aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais**. [S.l.: s.n.], 2006.

MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Review of islanding detection methods for distributed generation. In: IEEE. **Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on**. [S.l.], 2008. p. 2743–2748.

_____. A hybrid islanding detection technique using average rate of voltage change and real power shift. **IEEE Transactions on Power delivery**, IEEE, v. 24, n. 2, p. 764–771, 2009.

MANGO, F. D.; LISERRE, M.; DELL'AQUILA, A. Overview of anti-islanding algorithms for pv systems. part ii: Activemethods. In: IEEE. **Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. EPE-PEMC 2006. 12th International**. [S.l.], 2006. p. 1884–1889.

MANGO, F. D.; LISERRE, M.; DELL'AQUILA, A.; PIGAZO, A. Overview of anti-islanding algorithms for pv systems. part i: Passive methods. In: IEEE. **Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. EPE-PEMC 2006. 12th International**. [S.l.], 2006. p. 1878–1883.

MENDONÇA, L. P. **Proposta de sistema de automação para ilhamento intencional de redes de distribuição com geração distribuída**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2014.

MENON, V.; NEHRIR, M. H. A hybrid islanding detection technique using voltage unbalance and frequency set point. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 22, n. 1, p. 442–448, 2007.

MOHAMAD, H.; DAHLAN, N. N.; PING, H. W.; MOKHLIS, H. et al. Islanding control strategy for a distribution network. In: IEEE. **Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2013 IEEE 7th International**. [S.l.], 2013. p. 472–477.

MOHAMAD, H.; MOKHLIS, H.; PING, H. W. et al. A review on islanding operation and control for distribution network connected with small hydro power plant. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 15, n. 8, p. 3952–3962, 2011.

- OBOUDI, M.; HOOSHMAND, R.; KARAMAD, A. Feasible method for making controlled intentional islanding of microgrids based on the modified shuffled frog leap algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 78, p. 745–754, 2016.
- O’KANE, P.; FOX, B. Loss of mains detection for embedded generation by system impedance monitoring. **IET**, 1997.
- OLIVARES, D. E.; MEHRIZI-SANI, A.; ETEMADI, A. H.; CAÑIZARES, C. A.; IRAVANI, R.; KAZERANI, M.; HAJIMIRAGHA, A. H.; GOMIS-BELLMUNT, O.; SAEEDIFARD, M.; PALMA-BEHNKE, R.; JIMÉNEZ-ESTÉVEZ, G. A.; HATZIARGYRIOU, N. D. Trends in microgrid control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, July 2014. ISSN 1949-3053.
- ONE, H. Distributed generation technical interconnection requirements—interconnection at voltages 50 kv and below. **Toronto, ON, Canada, Rep. no. DT-10-015**, v. 2, p. 177, 2013.
- PAI, F.-S.; HUANG, S.-J. A detection algorithm for islanding-prevention of dispersed consumer-owned storage and generating units. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 16, n. 4, p. 346–351, 2001.
- PHAM, T. T. H.; BÉSANGER, Y.; HADJSAID, N. New challenges in power system restoration with large scale of dispersed generation insertion. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 24, n. 1, p. 398–406, 2009.
- PIARDI, A. B. **Proposta de uma estrutura híbrida de controle para sistemas de excitação de geradores síncronos distribuídos**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2017.
- PRICE, W.; CHIANG, H.-D.; CLARK, H.; CONCORDIA, C.; LEE, D.; HSU, J.; IHARA, S.; KING, C.; LIN, C.; MANSOUR, Y. et al. Load representation for dynamic performance analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers, v. 8, n. 2, p. 472–482, 1993.
- QUIRÓS-TORTÓS, J.; SÁNCHEZ-GARCÍA, R.; BRODZKI, J.; BIALEK, J.; TERZIJA, V. Constrained spectral clustering-based methodology for intentional controlled islanding of large-scale power systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 9, n. 1, p. 31–42, 2014.
- RAZA, S.; MOKHLIS, H.; AROF, H.; LAGHARI, J.; WANG, L. Application of signal processing techniques for islanding detection of distributed generation in distribution network: A review. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 96, p. 613–624, 2015.
- REDFERN, M.; USTA, O.; FIELDING, G. Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 8, n. 3, p. 948–954, 1993.
- REIGOSA, D.; BRIZ, F.; BLANCO, C.; GARCÍA, P.; GUERRERO, J. M. Active islanding detection for multiple parallel-connected inverter-based distributed generators using high-frequency signal injection. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 29, n. 3, p. 1192–1199, 2014.
- REIGOSA, D.; BRIZ, F.; CHARRO, C. B.; GARCÍA, P.; GUERRERO, J. M. Active islanding detection using high-frequency signal injection. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 48, n. 5, p. 1588–1597, 2012.

- RESENER, M. **Avaliação do impacto dos controladores de excitação na estabilidade transitória de geradores síncronos conectados em sistemas de distribuição**. Dissertação (Mestrado), 2011.
- ROCHA, L. F. **Avaliação probabilística da confiabilidade de sistemas de distribuição incluindo aspectos da dinâmica do ilhamento**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.
- ROPP, M.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A. Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention. **IEEE Transactions on Energy conversion**, IEEE, v. 14, n. 3, p. 810–816, 1999.
- SALIM, R. H. **Uma nova abordagem para a análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2011.
- SALLES, D.; FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M.; XU, W. Nondetection index of anti-islanding passive protection of synchronous distributed generators. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 3, p. 1509–1518, July 2012. ISSN 0885-8977.
- SALLES, N. J. d. **Modelagem multiambiente de sistemas de proteção para ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2013.
- SALMAN, S.; KING, D. J.; WELLER, G. New loss of mains detection algorithm for embedded generation using rate of change of voltage and changes in power factors. **IET**, 2001.
- SAMANTARAY, S. R.; EL-ARROUDI, K.; JOOS, G.; KAMWA, I. A fuzzy rule-based approach for islanding detection in distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 3, p. 1427–1433, July 2010. ISSN 0885-8977.
- SAUER, P.; PAI, M. **Power system dynamics and stability**. [S.l.: s.n.], 1998.
- SGUAÇABIA, R. R. **Avaliação do impacto da geração distribuída sobre o sistema de proteção de sobrecorrente de uma rede de distribuição operando em ilhamento intencional**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2015.
- SHAYEGHI, H.; SOBHANI, B.; SHAHRYARI, E.; AKBARIMAJD, A. Optimal neuro-fuzzy based islanding detection method for distributed generation. **Neurocomputing**, Elsevier, v. 177, p. 478–488, 2016.
- SINGAM, B.; HUI, L. Y. Assessing sms and pjd schemes of anti-islanding with varying quality factor. In: **IEEE. Power and Energy Conference, 2006. PECon'06. IEEE International**. [S.l.], 2006. p. 196–201.
- SMITH, J.; RYLANDER, M.; ROGERS, L.; DUGAN, R. It's all in the plans: Maximizing the benefits and minimizing the impacts of ders in an integrated grid. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 13, n. 2, p. 20–29, 2015.
- SONAR, D.; SONI, S.; SHARMA, D. Micro-trigeneration for energy sustainability: Technologies, tools and trends. **Applied Thermal Engineering**, Elsevier, v. 71, n. 2, p. 790–796, 2014.

- SOSHINSKAYA, M.; CRIJNS-GRAUS, W. H.; GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C. Microgrids: Experiences, barriers and success factors. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 40, p. 659–672, 2014.
- STRBAC, G.; HATZIARGYRIOU, N.; LOPES, J. P.; MOREIRA, C.; DIMEAS, A.; PAPADASKALOPOULOS, D. Microgrids: Enhancing the resilience of the european megagrid. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 13, n. 3, p. 35–43, 2015.
- TRINDADE, F. C. L. **Análise dos sistemas de proteção e controle de instalações industriais com geradores síncronos durante operação ilhada**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2009.
- TRUJILLO, C.; VELASCO, D.; FIGUERES, E.; GARCERÁ, G. Analysis of active islanding detection methods for grid-connected microinverters for renewable energy processing. **Applied Energy**, Elsevier, v. 87, n. 11, p. 3591–3605, 2010.
- TSANG, K.; CHAN, W. Three-level grid-connected photovoltaic inverter with maximum power point tracking. **Energy Conversion and management**, Elsevier, v. 65, p. 221–227, 2013.
- TUYEN, N. D.; FUJITA, G. Negative-sequence current injection of dispersed generation for islanding detection and unbalanced fault ride-through. In: VDE. **Universities' Power Engineering Conference (UPEC), Proceedings of 2011 46th International**. [S.l.], 2011. p. 1–6.
- VAHEDI, H.; NOROOZIAN, R.; JALILVAND, A.; GHAREHPETIAN, G. Hybrid sfs and qf islanding detection method for inverter-based dg. In: IEEE. **Power and Energy (PECon), 2010 IEEE International Conference on**. [S.l.], 2010. p. 672–676.
- VELASCO, D.; TRUJILLO, C.; GARCERA, G.; FIGUERES, E. Review of anti-islanding techniques in distributed generators. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 14, n. 6, p. 1608–1614, 2010.
- _____. An active anti-islanding method based on phase-pll perturbation. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 26, n. 4, p. 1056–1066, 2011.
- VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; XU, W.; MORELATO, A. An investigation on the nondetection zones of synchronous distributed generation anti-islanding protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 2, p. 593–600, April 2008. ISSN 0885-8977.
- VIEIRA JÚNIOR, J. C. M. **Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2006.
- XU, W.; ZHANG, G.; LI, C.; WANG, W.; WANG, G.; KLIBER, J. A power line signaling based technique for anti-islanding protection of distributed generators—part i: Scheme and analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 22, n. 3, p. 1758–1766, 2007.
- ZEINELDIN, H.; CONTI, S. Sandia frequency shift parameter selection for multi-inverter systems to eliminate non-detection zone. **IET Renewable Power Generation**, IET, v. 5, n. 2, p. 175–183, 2011.

ZEINELDIN, H.; KENNEDY, S. Sandia frequency-shift parameter selection to eliminate nondetection zones. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 24, n. 1, p. 486–487, 2009.

Apêndices

Dados do Sistema Elétrico

Esta seção apresenta os Dados do Sistema Elétrico utilizado para os estudos deste trabalho. Os modelos computacionais destes elementos já foram apresentados no capítulo 3 e estão de acordo com a nomenclatura do programa SimPowerSystems. Os dados do sistema elétrico da Figura 3.11 são apresentados por meio das Tabelas a seguir.

Tabela A.1: Potência de curto-circuito na subestação (Sub).

Tensão nominal (kV)	Potência de curto-circuito (MVA)	Resistência (Ω)	Indutância (mH)
132,00	1500,00	0	30,80

Tabela A.2: Dados da linha de distribuição.

Barra inicial	Barra final	Resistência(Ω)	Reatância(Ω)
1	2	0,28	1,27
2	3	0,25	1,13
3	4	0,16	0,70
4	5	0,13	0,56
5	7	0,09	0,42

Tabela A.3: Dados dos transformadores.

Dado	Transformador 132 kV/33kV	Transformador 33 kV/6,90kV
Potência nominal (MVA)	50	40
Enrol. primário	Δ	Δ
Enrol. secundário	$Y_{aterrado}$	$Y_{aterrado}$
Tensão primária (kV)	132	33
Tensão secundária (kV)	33	6,9
Resistência (p.u.)	0	0
Reatância (p.u.)	0,1	0,04

Tabela A.4: Dados do gerador síncrono de 30 MVA.

Dado	Valor
Pares de pólos	2
Potência nominal (MVA)	30
Tensão nominal (kV)	6,9
Constante de inércia (s)	1,5
X_d (p.u.)	1,4
X'_d (p.u.)	0,231
X''_d	0,118
X_q (p.u.)	1,372
X'_q (p.u.)	0,8
X''_q (p.u.)	0,118
T'_{do} (s)	5,5
T''_{do} (s)	0,05
T'_{qo} (s)	1,25
T''_{qo} (s)	0,19
Resistência do estator (pu)	0,0014
Reatância de dispersão (pu)	0,05

Tabela A.5: Dados do sistema de excitação e do regulador de tensão - Modelo DC-1A.

Dado	Valor
Constante de tempo do filtro passa - baixa de entrada do regulador - $T_r(S)$	0,005
Ganho do regulador - K_a	200
Constante de tempo do regulador - T_a (s)	0,1
Ganho da excitatriz - K_e	1
Constante da excitatriz - $T_e(S)$	0,65
Ganho do filtro de amortecimento - K_f	0,048
Constante de tempo do filtro - $T_f(S)$	0,95
V_{RMAX} (p.u.)	6
V_{RMIN} (p.u.)	-6

Tabela A.6: Dados do controlador de velocidade.

Dado	Valor
Isócrono	0,001
K_p	1
R_p	0,05
D_z	0
T_{sr}	0,001
T_{sm}	0,005
V_{gmin}	-10
V_{gmax}	10

Na metodologia baseada em simulação dinâmica (capítulo 5) as cargas conectadas ao sistema elétrico são baseadas em curvas diárias de carga industrial, comercial e residencial. Estas curvas são oriundas do trabalho de Jardim et al. (2000). A Tabela A.7 apresenta os tipos de consumidores e o correspondentes valores nominais. A Figura A.1 apresenta as curvas de dos diferentes tipos de consumidores conectados na rede elétrica da Figura 5.7.

Tabela A.7: Dados do controlador de velocidade.

Carga	Tipo de consumidor	Carga Nominal - (MW)
1	Industrial	5,3
2	Comercial	3,9
3	Industrial	3,3
4	Residencial	2,8
5	Residencial	2,3
6	Industrial	2,4

O consumo de potência reativa foi obtida para um fator de potência igual 0,95. As diferentes curvas diárias de carga dos consumidores residenciais, comerciais e industriais conectados a rede de distribuição foram obtidos por meio de medidas em campos realizadas por parceria entre companhias de distribuição de energia elétrica do estado de São Paulo e a Universidade de São Paulo – USP. A medição das curvas de carga de consumidores individuais foi realizada em intervalos de aproximadamente 15 dias.

Tais curvas mostram como a potência ativa de cada consumidor se comporta ao longo de um período de 24 horas. Os valores são dados em p.u., cuja potência-base é a potência de pico de cada carga. Ressalta-se que outros tipos de curva de carga podem ser utilizados. Por exemplo, a base de tempo pode ser alterada para mensal, anual ou sazonal.

Figura A.1: Curvas diárias de cargas empregadas no sistema elétrico estudado.

(a) - Curva diária de carga obtida para um consumidor industrial.

(c) - Curva diária de carga obtida para um consumidor comercial.

(c) - Curva diária de carga obtida para um consumidor residencial.

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.