



**MODELAGEM E ANÁLISE DE FUNÇÕES DE PROTEÇÃO
ANTI-ILHAMENTO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS
FOTOVOLTAICOS E TÉRMICOS**

RODRIGO TENÓRIO TOLEDO

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**MODELAGEM E ANÁLISE DE FUNÇÕES DE PROTEÇÃO
ANTI-ILHAMENTO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS
FOTOVOLTAICOS E TÉRMICOS**

RODRIGO TENÓRIO TOLEDO

ORIENTADOR: KLEBER MELO E SILVA

COORIENTADOR: LUCIANO SALES BARROS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGEE.DM - 786/22

BRASÍLIA/DF: JUNHO - 2022

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**MODELAGEM E ANÁLISE DE FUNÇÕES DE PROTEÇÃO
ANTI-ILHAMENTO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS
FOTOVOLTAICOS E TÉRMICOS**

RODRIGO TENÓRIO TOLEDO

Dissertação de mestrado submetida ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de mestre.

APROVADA POR:

Prof. Kleber Melo e Silva, D.Sc. (ENE-UnB)
(Orientador)

Prof. Francis Arody Moreno Vásquez, D.Sc. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Prof. José Carlos de Melo Vieira Júnior, D.Sc. (USP/EESC)
(Examinador Externo)

Brasília/DF, 13 de junho de 2022.

FICHA CATALOGRÁFICA

TOLEDO, RODRIGO TENÓRIO

Modelagem e análise de funções de proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos fotovoltaicos e térmicos. [Distrito Federal] 2022.

xiii, 126p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre em Engenharia Elétrica, 2022).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

- | | |
|----------------------------|------------------------|
| 1. Proteção Anti-ilhamento | 2. Geração Distribuída |
| 3. Rede de Distribuição | 4. ATPDraw |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

TOLEDO, R. T. (2022). Modelagem e análise de funções de proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos fotovoltaicos e térmicos, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.DM - 786/22, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 126p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Rodrigo Tenório Toledo

TÍTULO: Modelagem e análise de funções de proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos fotovoltaicos e térmicos.

GRAU: Mestre ANO: 2022

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Rodrigo Tenório Toledo

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer a Deus, pelo dom da vida. Por me proporcionar saúde, força e determinação para buscar sempre o desenvolvimento e a evolução em todas as áreas da minha vida.

A minha mãe Leony Sônia, por sempre me apoiar e me orientar em minhas decisões. Obrigado por todos os ensinamentos, pelo carinho e pela paciência. Sou eternamente grato por todo o companheirismo, suporte e amor durante toda a minha trajetória. Ao meu pai Ernestino, por ter me incentivado a fazer Engenharia Elétrica e por todas as orientações. E a todos os meus familiares que contribuíram direta ou indiretamente para a minha formação e meu caráter.

A minha noiva Janaína por todo o carinho, atenção e companheirismo durante a execução das atividades do mestrado. Obrigado por estar sempre ao meu lado, garantindo momentos de felicidade e descontração.

Ao professor Kleber pela orientação em pesquisas desde a graduação até o mestrado e pelas oportunidades e ensinamentos ao longo da minha trajetória na Universidade de Brasília (UnB). Ao professor Luciano pela disponibilidade e pela orientação durante o mestrado, contribuição fundamental para o desenvolvimento desse trabalho.

Ao professor Felipe, pela disposição em ajudar todos os alunos do LAPSE (Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos) no que fosse preciso. Aos amigos do LAPSE, minha gratidão por toda ajuda e apoio fornecido e também por todos os momentos compartilhados. Também aos meus companheiros de pesquisa Eduardo Passos, Thiago Magalhães e Wandry Faria que muito auxiliaram na árdua tarefa das modelagens envolvidas nesse trabalho.

À UnB, por me fornecer todo o suporte para meu desenvolvimento pessoal e profissional.

À CAPES, pelo apoio financeiro aos trabalhos realizados ao longo do desenvolvimento desta dissertação.

RESUMO

A integração de geradores distribuídos (GD) vem crescendo significativamente em âmbito nacional e mundial, tendo como origem a busca pelo aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia e a reestruturação do setor elétrico. A conexão de GDs traz diversos benefícios, entretanto também afeta o sistema elétrico de diversas maneiras. Dessa forma, tendo em vista essa tendência crescente de utilização dos GDs, torna-se fundamental avaliar os seus impactos, e dentre eles a detecção do ilhamento não-intencional. Nesse sentido a proteção anti-ilhamento deve detectar tal condição operativa para desconectar o GD da rede ou chavear para outro modo de controle, e simultaneamente não deve atuar incorretamente para eventos de outra natureza. Neste contexto, esta dissertação de mestrado lida com a avaliação das proteções anti-ilhamento baseadas nas medições de tensão e frequência. Com o intuito de avaliar o desempenho destes elementos de proteção, simulações computacionais foram realizados em um sistema de distribuição modelado no *software* ATPDraw (*Alternative Transients Program*), contendo simultaneamente GDs fotovoltaicos, interfaceados por inversores, e térmico, conectados diretamente à rede via gerador síncrono (GS). As simulações computacionais consistiram na análise da resposta em regime transitório, além de análise de sensibilidade paramétrica. De acordo com os resultados obtidos, verifica-se que os tempos de atuação das funções de detecção analisadas são significativamente afetados quando existem GSs conectados à ilha, e a depender da situação, como no caso da abertura monopolar, a operação das funções foram significativamente afetadas. Os resultados obtidos indicam a necessidade de maior cuidado na parametrização das funções de detecção, bem como a necessidade de complementação com funções de detecção mais robustas e sensíveis para os casos específicos analisados, a fim de garantir maior confiabilidade e segurança para a rede elétrica.

Palavras-chave: Proteção anti-ilhamento, geração distribuída, gerador síncrono, gerador fotovoltaico, frequência, rede de distribuição.

ABSTRACT

The integration of distributed generators (DG) has been growing significantly nationally and worldwide, having its origin on the search for the use of different primary energy sources and the restructuring of the electric sector. The connection of DGs brings several benefits, however it also affects the electrical system in several ways. Thus, given this growing trend in the use of DGs, it is essential to assess their impacts, and among them the detection of unintentional islanding. In this context, the anti-islanding protection must detect such an operating condition to disconnect the DG from the network or switch to another control mode, and simultaneously it must not act incorrectly for events of another nature. In this context, this master's dissertation deals with the evaluation of anti-islanding protections based on voltage and frequency measurements. In order to evaluate the performance of these protection elements, computer simulations were carried out in a distribution system modeled in ATPDraw (*Alternative Transients Program*), containing simultaneously photovoltaic GDs, interfaced by inverters, and thermoelectric, connected directly to the grid via a synchronous generator. The computer simulations consisted of the transient response analysis, in addition to parametric sensitivity analysis. According to the results obtained, it appears that the operating times of the analyzed detection functions are significantly affected when there are GSs connected to the island, and depending on the situation, as in the case of single-pole tripping, the operation of the functions were significantly affected. The results obtained indicate the need for greater care in the parameterization of the islanding detection functions, as well as the complementation of more robust and sensitive functions for the specific cases analyzed, in order to guarantee greater reliability and safety for the electrical network.

Keywords: Anti-islanding protection, distributed generation, synchronous generator, photovoltaic generator, frequency, distribution network.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	iv
Lista de Tabelas	ix
Lista de Modelos	x
Lista de Símbolos	xi
Glossário	xiii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do Tema	1
1.2 Motivação	3
1.3 Objetivos do Trabalho	4
1.4 Publicações	5
1.5 Organização do Texto	6
Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica	7
Capítulo 3 – Fundamentação Teórica	16
3.1 Proteção de Sistemas Elétricos	16
3.2 Ilhamento	17
3.3 Detecção de ilhamento	19
3.3.1 Função de proteção 27/59	22
3.3.2 Função de proteção 81U/O	22
3.3.3 Função de proteção 81R	24
3.3.4 Função de proteção 78	25
3.4 Estimação das grandezas	25
3.4.1 Tensão e corrente	26

3.4.2	Frequência	27
3.4.3	Salto de vetor	28
Capítulo 4 – Modelagem e Implementações		30
4.1	Sistema de Potência Avaliado	30
4.1.1	Modelagem da Rede Elétrica	30
4.1.2	Modelagem das Cargas	31
4.2	Modelagem do Gerador Fotovoltaico	32
4.2.1	Módulo fotovoltaico	33
4.2.2	Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) usando conversor <i>Boost</i>	35
4.2.2.1	Conversor <i>Boost</i>	35
4.2.2.2	Algoritmo condutância incremental	36
4.2.2.3	Modulação por largura de pulso	38
4.2.3	Inversor trifásico com comando PWM	39
4.2.4	Malha de captura de Fase (PLL)	40
4.2.5	Controle de sincronismo CA com a rede	41
4.3	Modelagem do Gerador Térmico	43
4.3.1	Gerador Síncrono	43
4.3.2	Controle de Tensão	44
4.3.3	Controle de Velocidade	45
Capítulo 5 – Apresentação e Análise dos Resultados		46
5.1	Simulação do gerador fotovoltaico	46
5.1.1	Temperatura e irradiância constante	46
5.1.2	Irradiância variável	48
5.1.3	Curto-circuito monofásico	50
5.1.4	Curto-circuito bifásico-terra	51
5.1.5	Curto-circuito bifásico	53
5.1.6	Curto-circuito trifásico	54
5.2	Simulação do gerador térmico	55
5.2.1	Operação normal	55
5.2.2	Curto-circuito monofásico	56
5.2.3	Curto-circuito bifásico-terra	58
5.2.4	Curto-circuito trifásico	59
5.3	Características da rede avaliada	60
5.4	Avaliação de curto-circuito na rede de distribuição	62

5.4.1	Avaliação do tamanho e quantidade de amostras da janela média da ROCOF	66
5.5	Avaliação do ilhamento do gerador UFV2	68
5.6	Avaliação do ilhamento do gerador UTE	71
5.7	Avaliação de ilhamento de UFV2 + UTE	74
5.7.1	Ilhamento UFV+UTE com controle de potência	74
5.7.2	Ilhamento UFV+UTE com controle de frequência	77
5.8	Avaliação da constante de inércia do Gerador Síncrono	81
5.9	Avaliação da variação da frequência da rede	84
5.10	Avaliação da Abertura Monopolar	90
5.11	Avaliação da Abertura Monopolar com Ilhamento UFV+UTE	95
5.12	Religamento	99
Capítulo 6 – Conclusões e Propostas de Trabalhos Futuros		104
6.1	Propostas de Trabalhos Futuros	108
Referências Bibliográficas		109
Apêndice A – Dados do Alimentador		115
Apêndice B – Dados de Modelagem		119
B.1	Dados do Gerador Térmico	119
B.2	Códigos MODELS	120
B.3	Modelagem dos Geradores Distribuídos	124

LISTA DE FIGURAS

3.1	Rede de distribuição com ilhamento.	17
3.2	Diagrama esquemático dos métodos de detecção de ilhamento.	19
3.3	Zona de não detecção das funções de proteção.	20
3.4	Fluxo de potência entre a rede, carga e gerador distribuído.	21
3.5	Método para estimação da frequência.	27
3.6	Efeito transitório que gera menor estimação da frequência.	28
3.7	Efeito transitório que gera maior estimação da frequência.	28
3.8	Método de estimação da defasagem angular.	29
4.1	Diagrama unifilar do sistema de potência avaliado.	31
4.2	Diagrama simplificado do sistema fotovoltaico modelado.	32
4.3	Circuito elétrico equivalente do módulo fotovoltaico.	33
4.4	Curvas características do módulo fotovoltaico. (a) I-V (b) P-V.	35
4.5	Circuito elétrico conversor <i>Boost</i>	35
4.6	Fluxograma do algoritmo de condutância incremental com passo variável.	38
4.7	Modulação por largura de pulso senoidal (SPWM).	39
4.8	Inversor trifásico.	40
4.9	Diagrama da malha de controle CA.	42
4.10	Malha do regulador de excitação para controle de tensão e potência reativa do gerador síncrono.	45

4.11	Malha do regulador de velocidade para controle de frequência e potência ativa do gerador síncrono.	45
5.1	(a) Tensões CC (b) Potências injetadas na rede (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do inversor.	48
5.2	Perfil de irradiância aplicado ao arranjo de painéis.	49
5.3	(a) Tensões CC (b) Potências injetadas na rede (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do inversor.	49
5.4	(a) Tensões CC (b) Potências injetadas na rede (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do inversor.	51
5.5	(a) Tensões CC (b) Potências injetadas na rede (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do inversor.	52
5.6	(a) Tensões CC (b) Potências injetadas na rede (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do inversor.	53
5.7	(a) Tensões CC (b) Potências injetadas na rede (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do inversor.	54
5.8	(a) Potências injetadas na rede (b) Potência mecânica e velocidade (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do GS.	56
5.9	(a) Potências injetadas na rede (b) Potência mecânica e velocidade (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do GS.	57
5.10	(a) Potências injetadas na rede (b) Potência mecânica e velocidade (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do GS.	58
5.11	(a) Potências injetadas na rede (b) Potência mecânica e velocidade (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do GS.	59
5.12	Diagrama unifilar do sistema de potência avaliado com os geradores distribuídos.	60

5.13	Correntes e atuação das funções de proteção do gerador UFV1.	63
5.14	Tensão na saída do gerador UFV1.	63
5.15	Correntes e atuação das funções de proteção do gerador UTE.	64
5.16	Tensão nos terminais do gerador UTE.	64
5.17	Potências injetadas pelos geradores distribuídos.	65
5.18	Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.	66
5.19	ROCOF para janela móvel de (a) 100 ms (b) 200 ms.	67
5.20	ROCOF para diferentes quantidades de amostras da janela móvel.	68
5.21	Correntes e atuação das funções de proteção da UFV2.	69
5.22	Tensão na saída da UFV2.	69
5.23	Potências injetadas pelos geradores distribuídos.	70
5.24	Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.	70
5.25	Correntes e atuação das funções de proteção do UTE.	71
5.26	Tensão na saída da UTE.	72
5.27	Potências injetadas pelos geradores distribuídos.	73
5.28	Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.	73
5.29	Correntes e atuação das funções de proteção da UFV2.	74
5.30	Tensão na saída da UFV2.	75
5.31	Correntes e atuação das funções de proteção do UTE.	75
5.32	Tensão na saída da UTE.	76
5.33	Potências injetadas pelos geradores distribuídos.	76
5.34	Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.	77
5.35	Correntes e atuação das funções de proteção da UFV2.	78
5.36	Tensão na saída da UFV2.	78
5.37	Correntes e atuação das funções de proteção do UTE.	79

5.38	Tensão na saída da UTE.	79
5.39	Potências injetadas pelos geradores distribuídos.	80
5.40	Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.	80
5.41	Correntes e atuação das funções de proteção da UFV2.	82
5.42	Tensão na saída da UFV2.	82
5.43	Correntes e atuação das funções de proteção da UFV2.	83
5.44	Tensão na saída da UFV2.	83
5.45	Tempos de atuação da proteção anti-ilhamento com a variação do momento de inércia.	84
5.46	Curvas de frequência simuladas.	85
5.47	Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos para o caso 1.	86
5.48	Potências injetadas pelos geradores distribuídos para o caso 1.	86
5.49	Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos para o caso 2.	87
5.50	Potências injetadas pelos geradores distribuídos para o caso 2.	88
5.51	Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos para o caso 3.	89
5.52	Potências injetadas pelos geradores distribuídos para o caso 3.	89
5.53	Tensões nos terminais do transformador de acoplamento.	90
5.54	Conexão do transformador (a) antes da AM (b) após a AM.	92
5.55	Correntes e atuação das funções de proteção da UFV1.	93
5.56	Tensão na saída da UFV1.	93
5.57	Potências injetadas pelos geradores distribuídos.	94
5.58	Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.	94
5.59	Tensões nos terminais do transformador de acoplamento.	95
5.60	Correntes e atuação das funções de proteção da UFV2.	96
5.61	Tensão na saída da UFV2.	96
5.62	Correntes e atuação das funções de proteção do UTE.	97

5.63	Tensão na saída da UTE.	97
5.64	Potências injetadas pelos geradores distribuídos.	98
5.65	Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.	98
5.66	Correntes através do religador.	99
5.67	Correntes e atuação das funções de proteção da UFV2.	100
5.68	Tensão na saída da UFV2.	100
5.69	Correntes e atuação das funções de proteção do UTE.	101
5.70	Tensão na saída da UTE.	101
5.71	Potências injetadas pelos geradores distribuídos.	102
5.72	Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.	103
B.1	Gerador fotovoltaico conectado à rede.	124
B.2	Modelagem do gerador fotovoltaico.	125
B.3	Modelagem do gerador térmico e sua conexão com a rede.	126
B.4	Modelagem do controle do gerador térmico.	126

LISTA DE TABELAS

2.1	Resumo das referências bibliográficas.	15
3.1	Limiar de desconexão para variações de tensão.	22
3.2	Limiar de desconexão para variações de frequência.	23
5.1	Dados do <i>datasheet</i> do fabricante do painel.	47
5.2	Potências dos GDs em regime permanente.	61
5.3	Parametrização das Funções.	62
5.4	<i>Backfeed</i> em função da conexão do transformador e da carga.	91
A.1	Descrição do alimentador utilizado.	116
B.1	Valores dos parâmetros da malha de controle de excitação.	119
B.2	Valores dos parâmetros da malha de controle de velocidade.	120

LISTA DE MODELOS

B.1	Estimador de frequência.	120
B.2	ROCOF em três ciclos.	121
B.3	Média móvel ROCOF.	122
B.4	Função de salto de vetor.	122
B.5	Disjuntor.	123

LISTA DE SÍMBOLOS

D	Razão cíclica ou ciclo de trabalho.
df/dt	Derivada da frequência no tempo.
Δf	Variação de frequência.
ΔP	Variação de potência ativa.
ΔQ	Variação de potência reativa.
$\Delta\theta$	Variação de fase.
f_{max}/f_{min}	Frequência máxima/mínima.
fp	Fator de potência.
G	Potência nominal do gerador síncrono.
H	Constante de inércia do gerador síncrono.
I_0	Corrente de fuga reversa do diodo.
$I_{3\phi}$	Corrente trifásica injetada pelo inversor.
I_{cc}	Corrente de curto circuito.
I_{mp}	Corrente de máxima potência.
I_{pv}	Corrente gerada pela irradiação solar.
k	Constante de Boltzmann.
m_a	Modulação da amplitude.
m_f	Modulação da frequência.
ω_g	Frequência angular da rede.
P_{carga}	Potência ativa consumida pela carga.

P_{GD}	Potência ativa injetada pelo gerador distribuído.
q	Carga do elétron.
Q_{carga}	Potência reativa consumida pela carga.
Q_{GD}	Potência reativa injetada pelo gerador distribuído.
R_L	Resistência da carga.
R_s	Resistência série.
R_p	Resistência paralelo.
$S_{3\phi}$	Potência trifásica.
T	Temperatura da junção p-n.
$V_{3\phi}$	Tensão trifásica nos terminais do inversor.
V_{ca}	Tensão de circuito aberto.
V_{DC}	Tensão CC no barramento capacitivo.
v_{max}/v_{min}	Tensão máxima/mínima.
V_{mp}	Tensão de máxima potência.
V_t	Tensão térmica da célula fotovoltaica.
$ \widehat{X} $	Módulo do fasor estimado.
$\phi_{\widehat{X}}$	Fase do fasor estimado.
X_{im}	Parte imaginária do fasor estimado.
X_L	Indutância da carga.
X_{re}	Parte real do fasor estimado.
Z_{th}	Impedância equivalente de Thévenin da rede elétrica.

GLOSSÁRIO

27/59	<i>Proteção de sub/sobretensão</i>
78	<i>Proteção de medição do ângulo de fase</i>
81R	<i>Proteção de taxa de variação da frequência</i>
81U/O	<i>Proteção de sub/sobrefrequência</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
DHT	<i>Distorção Harmônica Total</i>
GD	<i>Gerador Distribuído</i>
GS	<i>Gerador Síncrono</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MMGD	<i>Micro e Minigeração Distribuída</i>
MPP	<i>Ponto de máxima potência</i>
MPPT	<i>Rastreador de ponto de máxima potência</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
OV	<i>Overvoltage</i>
PJD	<i>Phase Jump Detection</i>
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>

ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
UFV	<i>Usina Solar Fotovoltaica</i>
UnB	<i>Universidade de Brasília</i>
UTE	<i>Usina Térmica</i>
UV	<i>Undervoltage</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
VSR	<i>Vector Surge Relays</i>
ZND	<i>Zona de não-deteção</i>

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Os sistemas elétricos de potência têm como função o fornecimento de energia aos consumidores, atendendo critérios de qualidade, de forma segura e confiável. Tradicionalmente, esses sistemas operam através de gerações de energia centralizadas em grandes usinas, localizadas distante dos centros de carga, mediante a transformação da energia de alguma natureza, como por exemplo hidráulica, térmica ou nuclear. Uma vez que essa energia é gerada em um ponto distante do seu consumo, torna-se necessário a utilização de malhas de transmissão de energia elétrica, conectando os centros de geração e carga do sistema. Posteriormente, nesses centros consumidores, é necessário distribuir essa energia demandada através das redes de distribuição.

À medida em que as consequências e a pressão das mudanças climáticas se combinam com os incentivos de órgãos reguladores do setor elétrico e as preocupações com a segurança e a continuidade do fornecimento de energia, o nível de penetração das fontes de energia renováveis tem aumentado significativamente, e espera-se que esse crescimento aumente ainda mais, em âmbito nacional e global, nos próximos 20 anos (OLIVEIRA *et al.*, 2021).

O Brasil, por possuir uma extensão territorial continental, detém uma elevada diversidade em sua matriz energética, com característica majoritariamente renovável. Em termos de capacidade instalada da geração centralizada no Sistema Interligado Nacional (SIN), em dezembro de 2021, tem-se um total de 172,2 GW de geração, estando em destaque o grande potencial hidrelétrico com 108,7 GW (63,1%), seguidos de 39,3 GW (22,9%) de usinas termoeletricas e nucleares e por fim 24,1 GW (14%) de geração eólica e fotovoltaica (ONS, 2021a).

Com o aumento da busca por fontes alternativas de energia elétrica, surgiu o conceito da geração distribuída, que consiste em uma geração de qualidade e alta confiabilidade, porém em uma escala menor e mais próxima ao ponto de consumo. Portanto, esse tipo de geração consiste

na integração de fontes de energia, renováveis ou não, de porte reduzido, como por exemplo geradores fotovoltaicos, eólicos e células à combustível. A conexão dos geradores distribuídos (GDs) dá origem a um novo conceito chamado de redes de distribuição ativas, uma vez que essa rede passa a ter, além das cargas, geradores dispersos ao longo dos alimentadores.

No Brasil, a resolução normativa nº482/2012 (REN 482) da ANEEL regulamentou a implementação da micro e minigeração distribuída (MMGD), permitindo que qualquer consumidor gere sua própria energia. Atualmente, a resolução permite a conexão na rede de distribuição de geradores que funcionam a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, com potência de até 5 MW (ANEEL, 2012). Dessa forma, tem-se observado um crescimento expressivo no número de instalações de MMGD, que atingiu mais de 6,1 GW em junho de 2021, perfazendo a marca de quase 660 mil unidades consumidoras em todo o país (ONS, 2021b). Nesse cenário de crescimento da MMGD, a energia solar fotovoltaica tem ganhado popularidade e destaque por apresentar vantagens como baixo custo de instalação, caráter sustentável da energia solar, elevado tempo de vida útil, baixo custo de manutenção e uma operação silenciosa.

A geração distribuída, de maneira geral, tem a capacidade de fornecer diversos benefícios, como a complementação às fontes convencionais no suprimento de energia elétrica e a diversificação da matriz energética. Do ponto de vista técnico, os maiores benefícios oriundos da geração distribuída são (ALMEIDA, 2011; CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004):

- Redução das perdas na transmissão e conseqüente aumento da eficiência energética;
- Melhoria do perfil de tensão do sistema elétrico;
- Melhoria do desempenho ambiental pela redução da emissão de poluentes;
- Melhoria dos índices de qualidade, confiabilidade e segurança do sistema elétrico;
- Adiamento dos investimentos para atualização das instalações devido ao alívio do congestionamento dos sistemas de transmissão e distribuição.

Por outro lado, a instalação de GDs deve ser acompanhada da avaliação dos impactos que eles podem causar na rede elétrica. Para que os GDs possam efetivamente contribuir com a melhoria do desempenho da operação do sistema elétrico, é necessário que sejam estabelecidos requisitos mínimos para controle, proteção e operação desse tipo de dispositivo, os quais normalmente são definidos pelas agências reguladoras e pelos operadores do sistema elétrico. Esses requisitos envolvem recomendações de faixas operativas de tensão e frequência, tipos e ajustes

dos dispositivos de proteção no ponto de interconexão com a rede e até o modo de controle de geradores (JUNIOR *et al.*, 2006).

A alteração da composição da rede de distribuição com a inserção de GDs, além de modificar os níveis de curto-circuito, faz com que o fluxo de potência seja bidirecional ao invés de unidirecional. Dessa forma, deve-se levar em consideração o nível da penetração dessa geração na configuração e coordenação dos dispositivos de proteção, bem como o desenvolvimento de novas técnicas e tecnologias que facilitem a integração dos GDs (AGÜERO *et al.*, 2010).

Na operação dos sistemas elétricos de potência surgem, esporadicamente, falhas em componentes que resultam na interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, como por exemplo curto-circuitos e sobrecargas. Dessa forma, torna-se necessária a existência de sistemas e dispositivos de proteção, que tem como função assegurar a desconexão de todo sistema elétrico que esteja operando fora dos seus limites previstos. Esse sistema tem como objetivo garantir a máxima continuidade do fornecimento de energia e a preservação dos equipamentos conectados ao sistema, minimizando a interrupção em áreas não afetadas.

Dentre os desafios da operação do sistema com GDs está a operação ilhada. O ilhamento em sistemas elétricos que possuem geração distribuída ocorre quando um trecho da rede perde, por algum motivo, a conexão com sua fonte principal de suprimento de energia, tradicionalmente a concessionária, e passa a ser energizada apenas pelos GDs. A operação ilhada pode ser classificada como intencional ou não-intencional, sendo que a prática em relação ao ilhamento não-intencional, é a desconexão do GD assim que seja detectado (COMMITTEE, 2018).

A operação ilhada pode causar problemas à porção isolada do sistema elétrico e também à concessionária e para isso são empregados diferentes métodos que identificam essa condição operativa. Dessa forma, torna-se evidente a necessidade do desenvolvimento de estudos, projetos e aprimoramentos da proteção anti-ilhamento de GDs, com o intuito de garantir qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

1.2 MOTIVAÇÃO

Ao longo dos últimos anos, em âmbito global, tem se experimentado um crescimento significativo da penetração de diferentes tipos de geradores distribuídos nas redes de distribuição.

Com isso, torna-se necessário consolidar e validar as técnicas utilizadas para a proteção e operação dos GDs. Neste trabalho são analisadas técnicas passivas locais de detecção de ilhamento, que tradicionalmente são mais utilizadas devido à sua fácil implementação e baixo custo.

Para a avaliação das funções de detecção de ilhamento foram selecionados dois tipos de geradores distribuídos que possuem características e operações distintas. O primeiro deles consiste em um gerador fotovoltaico, conectado à rede via inversor, e que possui uma baixa contribuição de curto-circuito e nenhuma inércia. E o segundo, um gerador térmico, conectado diretamente à rede via gerador síncrono (GS), que devido ao maior porte possui uma maior capacidade de contribuição de curto-circuito e maior inércia.

Diante de possíveis consequências negativas enfrentadas durante a operação em ilhamento não-intencional, fica evidente a necessidade de uma detecção rápida e confiável do ilhamento, permitindo assim uma preservação da segurança e da continuidade do fornecimento de energia elétrica. Adicionalmente, além de melhorar a sensibilidade das funções de detecção de ilhamento, deve-se buscar manter uma proteção confiável e segura, para que não haja a atuação da proteção anti-ilhamento para fenômenos de outra natureza.

Vale ressaltar que a melhoria da detecção do ilhamento também contribui para a implementação do ilhamento intencional, pois caso seja desejado operar ilhado após a desconexão com a rede da concessionária, seu sistema de controle deve ser comutado, de forma rápida e eficiente, para manter os níveis de tensão e frequência, minimizando transitórios eletromagnéticos nesse processo (LIMA, 2013). Portanto, para esse caso é necessário que haja uma detecção confiável e segura, a fim de garantir que não haja a comutação da malha de controle para outros eventos.

1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

Este trabalho tem como objetivo avaliar as características e a operação de geradores fotovoltaicos, interfaceados via inversor trifásico e um gerador térmico, acoplado à rede via GS, que estão conectados à rede de distribuição, bem como analisar o desempenho da proteção anti-ilhamento destes dois tipos de GDs. Para isso serão analisados os comportamentos das funções de detecção perante diferentes situações que podem ser experimentadas pelos GDs na rede de distribuição, como por exemplo: curto-circuito, ilhamento, abertura monopolar e religamento.

Com o intuito de realizar esta análise a respeito da correta operação das funções de proteção anti-ilhamento, são estabelecidos alguns objetivos específicos:

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre os fundamentos e estratégias das diferentes técnicas ativas e passivas de proteção anti-ilhamento;
- Realizar a modelagem dos geradores distribuídos bem como a parametrização das malhas de controle de sincronismo através do *software* ATPDraw (*Alternative Transients Program*);
- Realizar a implementação computacional dos algoritmos das proteções passivas de anti-ilhamento baseadas em tensão e frequência;
- Analisar o comportamento das proteções passivas de detecção de ilhamento através de análises transitórias e de sensibilidade paramétrica.

1.4 PUBLICAÇÕES

Os estudos desenvolvidos ao longo do mestrado possibilitaram a publicação dos seguintes artigos em conferências nacionais e internacionais:

- **TOLEDO, R. T.;** RIBEIRO, E. P. A.; SILVA, K. M.; BARROS, L. S; MORAES C. M. Modelagem e análise da proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos térmicos e fotovoltaicos. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2022), Santa Maria - RS, 2022.
- **TOLEDO, R. T.;** HONORATO, T. R.; SILVA, K. M.; LOPES, F. V. *On Evaluating Single-Phase Tripping on Distribution Networks*. IEEE Transmission & Distribution Latin America (T&D LA 2020), Montevideo - Uruguay, 2020.
- **TOLEDO, R. T.;** SILVA, K. M.; HONORATO, T. R. *Evaluating Single-Phase Reclosing on Distribution Grid Voltage*. *4th Workshop on Communication Networks and Power Systems* (WCNPS 2019), Brasília - DF, 2019.
- LOPES, F. V.; SILVA, K. M.; **TOLEDO, R. T.;** *et al.* Avaliação de Relés Microprocessados Reais Aplicados na Proteção de Linhas de Transmissão de Interconexão de Parques Eólicos. Seminário Técnico de Proteção e Controle (XV STPC), Rio de Janeiro - RJ, 2021.

- COSTA, J. S.; TOLEDO, R. T.; GAMA L. A.; HONORATO T. R.; *et al.* *Phasor-Based and Time-Domain Transmission Line Protection Considering Wind Power Integration. The 15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020)*, Liverpool - Reino Unido, 2020.
- LOPES, F. V.; COSTA J. S.; HONORATO, T. R.; TOLEDO, R. T.; *et al.* *Transmission Line Protection Performance in the Presence of Wind Power Plants: Study on the Busbar Capacitance Modeling During Relay Testing Procedures*. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2020), Santo André - SP, 2020.
- COSTA, J. S.; GAMA, L. A.; TOLEDO, R. T.; *et al.* *Análise de Transitórios de Falta em Linha de Transmissão Considerando Conexão de Parque Eólico Interfaceado por Conversores*. *12th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2019)*, Natal - RN, 2019.
- COSTA, J. S.; TOLEDO, R. T.; GAMA, L. A.; *et al.* *Investigation on Full-Converter-Based Wind Power Plant Behavior During Short-Circuits*. *4th Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS 2019)*, Brasília - DF, 2019.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Com o intuito de se cumprir os objetivos propostos, este trabalho é realizado de acordo com a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica a respeito das diferentes técnicas e estratégias utilizadas pelas funções de proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos;
- No Capítulo 3, são apresentadas as fundamentações teóricas acerca das técnicas locais passivas de detecção de ilhamento analisadas, bem como o processo de estimação das grandezas elétricas necessárias nesse processo;
- No Capítulo 4, são apresentadas as implementações e detalhamento das modelagens da rede de distribuição analisada e dos geradores distribuídos fotovoltaico e térmico;
- No Capítulo 5, são apresentadas as análises e resultados obtidos através das simulações computacionais realizadas no *software* ATPDraw;
- No Capítulo 6, apresentam-se as principais conclusões do trabalho e propostas de trabalhos futuros para a área de estudo.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica a respeito das técnicas e funções utilizadas para a proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos (GD). Essas técnicas normalmente são divididas entre local, quando a detecção é localizada do lado do GD, e remota, quando a detecção está localizada do lado da rede. As técnicas de detecção remotas são dependentes de comunicação, que utilizam sistemas de telecomunicação para enviar alertas e comandos de abertura (*trip*) para o GD conectado à rede.

As técnicas de detecção locais utilizam para a determinação, ou não, do ilhamento, medições que podem ser feitas de forma separada ou simultânea, da magnitude e fase da tensão, da frequência e de harmônicos (PAIVA *et al.*, 2014). As funções locais e podem ser subdivididas em métodos passivos (utilizam apenas as medições elétricas) e ativos (inserem na rede pequenas perturbações para verificar o comportamento do sistema). As técnicas locais passivas são mais utilizadas devido à sua fácil implementação e baixo custo, entretanto não garantem uma boa performance para todas as condições operativas (XU *et al.*, 2004).

As técnicas de detecção possuem diversas aplicações e um dos principais fatores que determinam a sua escolha é o tipo de gerador a ser protegido. Alguns exemplos de técnicas de detecção locais utilizadas para a proteção de geradores distribuídos síncronos são: relés de frequência, taxa de variação da frequência (ROCOF), relés de salto vetor (*Vector Surge relays - VSR*), métodos baseados em alterações da injeção de potência ativa e reativa, taxa de variação da frequência em relação à potência ativa (df/dP) e relés de tensão. Para os GDs interfaceados via inversor, alguns exemplos de técnicas passivas tradicionalmente utilizadas são: sub/sobretensão, sub/sobrefrequência, detecção de salto de fase (*Phase Jump Detection - PJD*) e detecção de harmônicos (PAIVA *et al.*, 2014).

Etxegarai *et al.* (2011) propõem uma técnica de proteção remota baseada na transferência de trip através do monitoramento do estado lógico de todos os disjuntores e religadores que

podem causar o ilhamento do GD. No momento em que alguma desconexão é detectada na subestação, o algoritmo central determina quais áreas foram ilhadas, e envia um sinal para o GD permanecer em operação ou para se desconectar. Essa técnica necessita de um suporte de comunicação extensivo, como por exemplo rádio, rede de internet (*wireless* ou fibra óptica) ou comunicação via satélite. A maior desvantagem dessa estratégia é o seu elevado custo de implementação.

Xu *et al.* (2007) propõem uma técnica de proteção remota baseada na técnica de comunicação pela transferência de sinais, conhecido como PLCC (*Power Line Carrier Communications*). Um sinal é enviado constantemente a partir da subestação, através dos condutores da rede de distribuição, o GD será considerado ilhado do sistema caso esse sinal passe a não ser detectado. Este esquema é interessante pois permite a sua combinação com técnicas de detecção locais e além disso é um sistema de detecção remoto que não é dependente de outros meios de telecomunicação. Por fim, essa técnica apresenta-se mais acessível para redes de distribuição que possuem elevada densidade de GDs, uma vez que todos esses consumidores podem utilizar e dividir os custos de um único transmissor.

Pai & Huang (2001) propõem um método passivo para detecção do ilhamento, através do monitoramento da taxa de variação da frequência sobre a potência (df/dP), o conceito que guia essa estratégia é o fato de que a taxa df/dP é maior para sistemas de geração menores do que nos sistemas com potências mais elevadas. Os resultados obtidos nesse estudo indicam que, para o caso em que há uma pequena diferença entre a potência do GD e das cargas da ilha, a taxa de variação da frequência pela potência (df/dP) é mais sensível do que a variação da frequência no tempo (df/dt - ROCOF). Sendo dessa forma uma abordagem eficiente para implementação em relés de proteção anti-ilhamento.

Jang & Kim (2004) apresentam um algoritmo de detecção de ilhamento através de dois novos parâmetros, o desequilíbrio da tensão e a distorção harmônica total de corrente (DHT), que quando combinados com os parâmetros convencionais apresentou uma elevada eficiência e assertividade na detecção. O algoritmo faz em cada amostragem o cálculo das médias das três tensões de fase, da DTH da corrente da fase *A* e a média da tensão de linha. Adicionalmente, a depender do valor desses parâmetros em relação a limites pré-estabelecidos, o método monitora a variação média da DHT da corrente (ΔDHT) e a variação média do desequilíbrio de tensão

(ΔVU). Os resultados obtidos mostraram que os parâmetros e algoritmos propostos são capazes de detectar corretamente a operação de ilhamento, não sendo afetada pela variação na carga do GD, além de possuir uma boa seletividade para condições de ilhamento e não-ilhamento.

Chacko *et al.* (2021) propõem uma técnica passiva de detecção de ilhamento baseada na medição de harmônicos de tensão para GDs fotovoltaicos. A estratégia proposta necessita do monitoramento contínuo da DHT no ponto de acoplamento do GD com a rede elétrica, o valor dessa distorção permite a distinção entre a operação normal e a operação ilhada. O ilhamento é detectado quando o valor de DHT medido supera um valor limite de *pick-up*. Os resultados obtidos demonstram que o esquema de detecção proposto tem como vantagem uma rápida resposta, com menor zona de não-deteção e sem degradação da estabilidade do sistema e qualidade de energia, quando comparado com outros métodos. A estratégia sugerida fornece uma proteção confiável mesmo na presença de cargas com baixo fator de potência e durante condições de equilíbrio entre a potência reativa de carga e a geração fotovoltaica.

Fazio *et al.* (2015) apresentam uma técnica de proteção que calcula o equivalente de Thevenin do sistema elétrico no ponto de acoplamento do GD com a rede. O valor da impedância calculada é diferente para o caso em que ocorre a operação em paralelo com a rede ou de forma ilhada. Os resultados experimentais obtidos mostram o bom desempenho do dispositivo de proteção proposto para a detecção de operação conectada à rede e ilhada. Entretanto, destaca-se o fato de que a técnica não apresenta condições em que a proteção não deveria atuar, como por exemplo para chaveamentos de carga na rede.

Ezzt *et al.* (2007) apresentam um método híbrido baseado em técnicas de detecção passivas que buscam a minimização da zona de não-deteção. A estratégia de proteção considerada nesse trabalho é a alteração de parâmetros de tensão, corrente e frequência. A técnica de detecção híbrida proposta é estruturada sobre a função de taxa de variação da frequência aliada com outras duas técnicas de proteção, a detecção da variação de injeção de potência ativa e detecção de potência reativa reversa. A detecção de potência ativa reversa é obtida através da medição da diferença angular entre a tensão de fase e a corrente, que muda o seu sinal à medida em que o sentido do fluxo de potência reativa é invertido. Essa estratégia oferece uma zona de não-deteção mínima e garante uma operação segura da proteção anti-ilhamento. Adicionalmente, os autores ressaltam que uma vantagem do sistema híbrido proposto, é a sua

reduzida sensibilidade para a variação dos parâmetros do sistema.

Vieira *et al.* (2011) apresentam um método que busca auxiliar a parametrização de relés de detecção de ilhamento baseados na frequência, para permitir a melhoria da capacidade de operação do relé e minimizar operações indesejadas em outras situações. Para isso é apresentada uma representação gráfica que permite ajustar e analisar as proteções anti-ilhamento para geradores síncronos com base em regiões de não-deteção do ilhamento, formada por pontos críticos de desbalanço de potência ativa e reativa, permitindo assim a correta coordenação das funções de proteção de forma gráfica, melhorando assim a performance geral do esquema de proteção de frequência do GD.

Altaf *et al.* (2022) apresentam uma técnica de detecção passiva adaptativa utilizando a função de proteção de taxa de variação da frequência (ROCOF). A técnica adaptativa proposta foi desenvolvida e testada em diferentes tipos de microrredes contendo geradores síncronos, fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia (supercapacitores e baterias). Os resultados obtidos mostram que a técnica adaptativa proposta é capaz de detectar corretamente a condição de ilhamento mesmo quando há igualdade de balanço energético entre carga e geração na ilha, e é capaz de distinguir entre a condição de ilhamento e não ilhamento, como por exemplo curto-circuitos para uma faixa diversificada de condições de operação.

Elshrief *et al.* (2021) propõem uma nova técnica de detecção passiva através do monitoramento e análise da tensão DC de saída do conversor *Boost*, nos terminais do barramento capacitivo que alimenta o inversor de frequência de geradores fotovoltaicos. O desempenho da técnica proposta é comparado com o das funções de sub/sobrefrequência e da taxa de variação da frequência (ROCOF). Os resultados obtidos indicam que o tempo de detecção da técnica proposta é reduzido de forma significativa em relação às outras funções e apresenta como vantagens a sua fácil implementação, uma vez que é simples e baseada em relés de proteção convencionais, além de permitir a implementação em diversos tipos de geradores interfaceados por inversores. Entretanto, esta técnica não apresenta um bom resultado para o caso em que há uma proximidade entre a potência gerada pelo GD e o total de carga.

Yin *et al.* (2008) propõem uma nova técnica de detecção de ilhamento baseada na análise espectral do período da tensão medida no ponto de acoplamento do GD com a rede elétrica, essa técnica pode ser utilizada para a proteção GD conectados via inversores chaveados. A

detecção do ilhamento é feita através do conceito de proporcionalidade da densidade espectral de potência, que é introduzido como uma medida normalizada, de tal forma que a condição de ilhamento resulta em uma densidade espectral diferente. Na prática essa técnica não apresenta nenhum efeito quando a frequência da rede é constante. Entretanto, por meio da retroalimentação do período da tensão para controle do conversor, uma pequena perturbação no período tende a causar um transitório no instante em que o gerador é desconectado da rede, permitindo a identificação da ocorrência do ilhamento.

Zeineldin & Kirtley (2009) propõem uma nova técnica de detecção de ilhamento com uma abordagem simples e de fácil implementação, com uma zona de não-deteção insignificante aplicável a geradores conectados à rede via inversores chaveados. A ideia proposta baseia-se em examinar a característica potência-tensão (P-V) do GD e da carga e determinar a melhor característica operacional para o GD, que auxiliará na detecção de ilhamento. Os autores propõem estabelecer uma relação de dependência entre a potência fornecida pelo GD e a sua tensão, a escolha da curva característica foi feita de tal forma que o GD se mantém estável enquanto estiver operando em paralelo com a rede elétrica e perde a estabilidade quando passa a operar de forma ilhada. Os resultados obtidos indicam que ao utilizar a técnica P-V proposta, os métodos de sub/sobretensão apresentam zonas de não-deteção insignificantes.

Motter & Vieira (2020) propõem uma metodologia prática para parametrização da função de bloqueio por subtensão utilizada nas proteções de anti-ilhamento baseadas em frequência. Esta metodologia é um método direto para ajustar o bloqueio de subtensão por meio de uma busca exaustiva que encontra o melhor limite de bloqueio de tensão para cada valor de *pick-up* das funções de detecção de frequência, essa busca utiliza informação de atuação de eventos de ilhamento e não-ilhamento. Através dos resultados apresentados observou-se que a sua utilização resultou em um melhor desempenho da proteção anti-ilhamento, apresentando um maior número de detecção de ilhamento e um menor número de atuações incorretas.

Fadzil *et al.* (2020) apresentam uma nova técnica de detecção passiva baseada no monitoramento da taxa de variação da sequência positiva da tensão (ROCO PV - *Rate of Change of Positive sequence of Voltage*), baseado no princípio de que quando ocorre o ilhamento o sistema passa a operar de forma desequilibrada, provocando assim um desvio no valor da sequência positiva da tensão. A estratégia proposta é avaliada pela aplicação de GDs síncronos, as simu-

lações foram realizadas para diversos casos de ilhamento que incluem fenômenos de ilhamento deficitário, excedente e em equilíbrio de balanço energético. De acordo com os resultados obtidos observou-se uma alta eficiência da técnica proposta, detectando o ilhamento com tempos inferiores a 50 ms para os casos analisados sem apresentar zona de não-deteção.

Nikolovski *et al.* (2019) apresentam uma técnica de detecção passiva baseada no monitoramento da taxa de variação da potência reativa (ROCOQ - dQ/dt) a ser aplicado em GD síncronos de usinas de biomassa. A característica dessas usinas é que em regime permanente praticamente apenas a potência ativa é fornecida à rede, pois o regulador de tensão do gerador mantém o fator de potência muito próximo do unitário. De acordo com os resultados obtidos, observa-se que o método proposto detecta de forma eficiente os fenômenos de ilhamento com igualdade de balanço energético com alta precisão, baixo tempo de detecção e número muito pequeno de zonas de não-deteção.

Allan & Morsi (2021) apresentam uma técnica de detecção de ilhamento passiva que usa *deep learning* combinado com a transformada de Wavelet contínua, permitindo com que não seja necessário identificar as configurações de ilhamento a priori. Os autores propõem o uso da transformada de Wavelet Contínua para obter os coeficientes tempo-frequência das medições locais dos GDs conectados à rede via inversor chaveado, e então alimentar esses coeficientes para a rede neural de convolução, que consiste em camadas ocultas profundas que podem classificar os eventos com alta precisão com um pequeno tempo de detecção. A abordagem proposta foi testada considerando diferentes condições de operação, como variações de tensão, partida do motor, curto-circuitos, diferentes condições de carga, diferentes comprimentos de alimentadores e distorção harmônica. Os resultados mostraram uma minimização da zona de não-deteção com a precisão do teste da abordagem proposta chegando a 98,6% com um tempo de detecção de 210 ms.

Nas técnicas de detecção ativas, distúrbios e perturbações são inseridas dentro do sistema, de tal forma que a resposta do sistema se torna diferente no caso de operação ilhada. Essas perturbações alteram no ponto de conexão do GD com a rede a magnitude e a frequência da tensão e corrente, bem como da potência e do ângulo de fase dos sinais. Entretanto essas técnicas apresentam como desvantagem a inserção de perturbações que comprometem a qualidade da energia, algo não desejado pela concessionária nem pelos consumidores (PAIVA *et al.*, 2014).

Para os GDs conectados à rede via gerador síncrono as técnicas ativas são mais limitadas, uma vez que os níveis de tensão envolvidos são mais elevados e os geradores não são tão fáceis de se controlar (XU *et al.*, 2004). Kim & Hwang (2000) apresentam uma técnica ativa que verifica a mudança do fluxo de potência reativa quando ocorre uma alteração da tensão terminal do gerador síncrono. Devido a variações de impedância, a mudança de potência reativa injetada pelo GD é pequena quando está operando em paralelo com a rede, e apresenta valores mais elevados quando ilhado. Dessa forma, é possível permitir que o controle de tensão da máquina faça pequenas variações para monitorar alterações na potência fornecida.

Smith *et al.* (2000) propõem a técnica da mudança de frequência no modo de escorregamento (SMS - *Slip Mode Frequency Shift*), essa técnica utiliza um *feedback* positivo para a medição da mudança de fase para GDs conectados à rede via inversores chaveados. O algoritmo SMS determina o ângulo de fase da tensão-corrente do inversor em função da frequência do sinal de tensão no ponto de acoplamento com a rede. A curva de resposta da fase em função da frequência, é projetada de tal forma que a fase do inversor aumente mais rápido do que a fase da carga. Dessa forma o sistema é estável para a frequência fundamental e se torna instável para qualquer alteração da frequência. Apesar de inserir uma pequena degradação da qualidade da energia essa é uma técnica de fácil implementação que possui uma pequena zona de não-detecção e pode operar em sistemas com múltiplos inversores.

Akhlaghi *et al.* (2016) apresentam uma investigação sobre o desempenho da técnica SMS para diferentes estratégias de controle dos inversores. Os resultados apresentados mostram que a eficiência da técnica SMS pode ser prejudicada pelo regulador de potência dos inversores com controle de injeção de potência constante, que afeta o ganho de mudança de fase do *feedback* positivo. Dessa forma o desempenho da técnica é superior quando utiliza-se o controle de corrente constante. Para melhorar o desempenho da técnica SMS com controle de potência constante, os autores propõem uma nova técnica híbrida que consiste na combinação das técnicas de SMS e de desvio de potência reativa, essa técnica híbrida é capaz de detectar, para diferentes cenários, o ilhamento dentro de um tempo reduzido.

Ropp *et al.* (1999) apresentam a técnica ativa de desvio de frequência (AFD - *Active Frequency Drift*), essa técnica adiciona à corrente de saída do inversor chaveado, um período de tempo morto com valor nulo, que gera por consequência uma alteração da frequência. Essa

mudança na frequência é constante quando o GD está conectado à rede. Quando o GD passa a operar desconectado da rede, a frequência da tensão no ponto de acoplamento com a rede vai transitar para cima ou para baixo, aumentando o deslocamento da frequência. Durante a operação ilhada, a tensão seguirá a forma de onda da corrente com o tempo morto, sendo zero em um curto espaço de tempo. Assim, a tensão cruza o zero antes do esperado, gerando um erro de fase entre a tensão e a corrente de saída do inversor. Esta técnica é facilmente implementada em GDs baseados em inversores e é muito eficaz para cargas puramente resistivas, mas pode falhar para outros tipos de carga.

(AL-ODIENAT; AL-MAITAH, 2021) propõem uma alteração da técnica AFD, essa técnica proposta apresenta uma distorção harmônica total inferior à técnica convencional, através de uma alteração diferente na corrente de saída do inversor chaveado. Essa nova técnica utiliza uma nova forma de onda distorcida com uma alteração em degrau do sinal de corrente no segundo e quarto quadrante da referência senoidal ($\pi/2$ a π , $3\pi/2$ a 2π) e também utiliza uma malha de *feedback* positivo da frequência da tensão para alterar o fator de distorção. Através dos resultados obtidos observou-se que a técnica proposta apresenta uma elevação no nível de distorção durante a operação ilhada, porém reduz a zona de não-deteção e reduz a distorção harmônica total em regime permanente.

Vazquez *et al.* (2020) apresentam uma técnica de detecção ativa de desvio de tensão (SVS - *Sandia Voltage Shift*), essa técnica possui um produto exponencial na malha de *feedback* positivo na magnitude de nível de tensão no ponto de acoplamento do GD com a rede, para fazer com que a tensão do terminal do inversor mude rapidamente para o limite de detecção de sub/sobretensão caso o GD esteja ilhado. Em regime permanente, não há desvio de tensão, porém ao ilhar o erro da tensão aumenta até ultrapassar um limite da janela da zona de não-deteção e a proteção de sub/sobretensão atua. Geralmente, a técnica SVS é implementada em conjunto com SFS (*Sandia Frequency Shift*), e apresenta baixa zona de não-deteção, no entanto, esta técnica também reduz a qualidade da potência de saída devido ao *feedback* positivo.

Na tabela 2.1 é apresentado um resumo das referências descritas:

Tabela 2.1. Resumo das referências bibliográficas.

Referência	Remota	Local		Gerador	
		Passiva	Ativa	Inversor	GS
Etxegarai <i>et al.</i> (2011)	✓	—	—	✓	✓
Xu <i>et al.</i> (2007)	✓	—	—	✓	✓
Pai & Huang (2001)	—	✓	—	✓	✓
Jang & Kim (2004)	—	✓	—	✓	—
Chacko <i>et al.</i> (2021)	—	✓	—	✓	—
Fazio <i>et al.</i> (2015)	—	✓	—	✓	✓
Ezzt <i>et al.</i> (2007)	—	✓	✓	✓	—
Vieira <i>et al.</i> (2011)	—	✓	—	—	✓
Altaf <i>et al.</i> (2022)	—	✓	—	✓	✓
Elshrief <i>et al.</i> (2021)	—	✓	—	✓	—
Yin <i>et al.</i> (2008)	—	✓	—	✓	—
Zeineldin & Kirtley (2009)	—	✓	—	✓	—
Motter & Vieira (2020)	—	✓	—	✓	✓
Fadzil <i>et al.</i> (2020)	—	✓	—	—	✓
Nikolovski <i>et al.</i> (2019)	—	✓	—	—	✓
Allan & Morsi (2021)	—	✓	—	✓	—
Kim & Hwang (2000)	—	—	✓	—	✓
Smith <i>et al.</i> (2000)	—	—	✓	✓	—
Akhlaghi <i>et al.</i> (2016)	—	—	✓	✓	—
Ropp <i>et al.</i> (1999)	—	—	✓	✓	—
Al-Odienat & Al-Maitah (2021)	—	—	✓	✓	—
Vazquez <i>et al.</i> (2020)	—	—	✓	✓	—

Legenda:**Inversor:** GD conectado à rede via inversor chaveado.**GS:** GD conectado à rede via gerador síncrono.**Fonte:** Autoria Própria.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

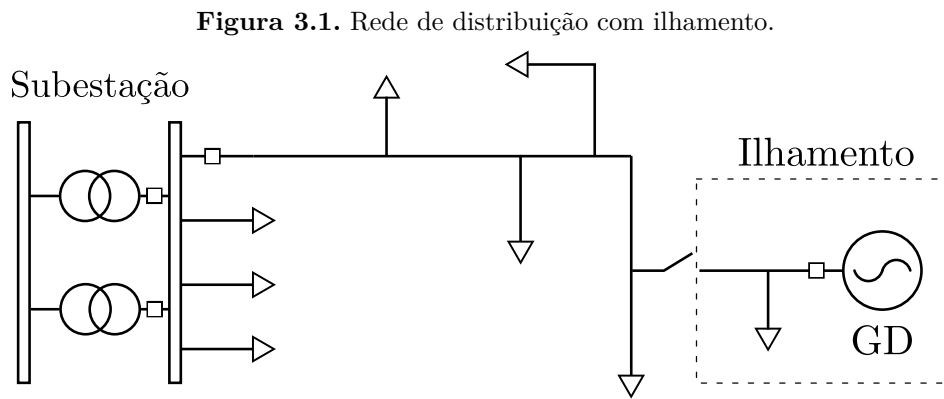
3.1 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Durante a operação dos sistemas elétricos de potência surgem anormalidades que causam danos e prejuízos aos equipamentos da rede e aos seus usuários. Os sistemas de proteção têm como principal função assegurar a desconexão da rede que está operando fora dos limites previstos, buscando a minimização dos impactos e danos ao sistema. As origens dessas perturbações são as mais diversas, sendo o curto-circuito a mais comum delas (MAMEDE, 2011). De acordo com SEL (2016), as principais características e requisitos dos sistemas de proteção são:

- **Sensibilidade:** o sistema de proteção deve ser sensível o suficiente para se tornar capaz de detectar a existência de uma falta dentro da zona protegida, independentemente do tipo de falta.
- **Velocidade:** é a capacidade que o sistema de proteção tem de identificar e solucionar as situações anormais, eliminando a falta, no menor tempo possível, a fim de minimizar os danos às pessoas e aos equipamentos.
- **Seletividade:** é a capacidade que o sistema de proteção tem de localizar corretamente a anormalidade e isolar somente a parte do sistema afetada pela falta, minimizando a perda de fornecimento de energia em áreas não afetadas.
- **Confiabilidade:** é a característica que o sistema de proteção tem de executar suas funções de forma adequada, operando somente para as condições em que foi designado a operar, evitando atuações indevidas.
- **Coordenação:** é a característica que garante a operação ordenada e harmoniosa entre múltiplos dispositivos de proteção instalados em determinado sistema, obtendo simultaneamente máxima seletividade e sensibilidade.

3.2 ILHAMENTO

O fenômeno do Ilhamento ocorre quando uma parte da rede elétrica torna-se eletricamente desconectada da concessionária, mas continua a ser energizada por geradores distribuídos (GDs) conectados a esse subsistema isolado. A Figura 3.1 ilustra esse fenômeno em uma rede de distribuição radial, que tem como principal fonte de fornecimento de energia a subestação da concessionária. A falta do suprimento de energia para esse trecho de rede isolado pode acontecer por diversos motivos, como por exemplo pela atuação de dispositivos de proteção em resposta a faltas na rede, bem como devido a desligamentos provocados por algum procedimento operativo ou até mesmo pela falta de suprimento de energia da concessionária.



Fonte: Autoria Própria.

A operação ilhada pode ser classificada como intencional ou não-intencional, sendo que, para o caso do ilhamento não-intencional, a prática é a desconexão do gerador distribuído, que esteja nessa condição, tão logo esse evento seja identificado, ou dentro de um período máximo após a detecção da sua ocorrência (COMMITTEE, 2018). Nesse sentido, as funções de proteção anti-ilhamento são empregadas para evitar de forma rápida e segura a operação do GD em ilhamento não-intencional (MOTTER, 2017).

A operação ilhada não-intencional pode originar diversos problemas para os consumidores, para o trecho de rede isolado do sistema e para os proprietários dos geradores distribuídos. De acordo com (WALLING; MILLER, 2002; JUNIOR *et al.*, 2006; JENKINS *et al.*, 2010; MOZINA, 2000) os principais impactos da operação ilhada não-intencional são:

- **Segurança das equipes de manutenção e da população:** a rede energizada é um risco para as equipes de manutenção que não estejam trabalhando em condições de linha

viva e que venham a efetuar manutenções na rede sem os devidos protocolos de segurança. No caso de um curto-circuito permanente, o GD pode continuar a alimentar a falta, comprometendo a segurança da população.

- **Qualidade da energia elétrica:** não é possível garantir que a tensão e frequência fornecidos pelos GDs aos consumidores dentro da ilha energizada estejam dentro dos limites estipulados pela própria concessionária e pelos procedimentos regulatórios.
- **Coordenação da proteção da rede:** a desconexão com a rede da concessionária gera alterações nos níveis de curto-circuito, comprometendo a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção da rede na região ilhada.
- **Aterramento inadequado:** a depender do tipo de conexão do transformador de acoplamento, a ilha pode ficar sem referência de terra. Adicionalmente pode ocorrer o fenômeno da ferorrressonância, que pode provocar sobretensões elevadas com elevada distorção harmônica, processo originado pela troca de energia entre capacitores e indutâncias não lineares dos transformadores.
- **Religamento fora de sincronismo:** diferenças angulares e desvios de frequência podem ocorrer no momento da reconexão da rede ilhada com o restante da rede de distribuição, originando transitórios indesejáveis. Dessa forma, para evitar fechamentos fora de sincronismo, tempos menores de atuação podem ser requeridos ao utilizar religadores nos sistemas de proteção das redes de distribuição.

As características da operação e as consequências do ilhamento dos geradores distribuídos podem variar muito a depender das suas propriedades construtivas, e com isso, consequentemente, definir a escolha da técnica e do esquema de proteção anti-ilhamento. De acordo com Xu *et al.* (2004) a maior parte dos GDs podem ser classificados em três grupos:

- **Gerador conectado via inversor:** devido à sua potência reduzida normalmente são conectados em redes secundárias de distribuição. O gerador pode ser fotovoltaico, célula de combustível (*fuel cells*) ou microturbinas. Esse tipo de gerador é capaz de manter a operação da ilha e possui uma rápida resposta a comandos de controle, e por esse motivo existem diversas técnicas de detecção de ilhamento bem como de lógicas que permitem a operação em ilhamento intencional.
- **Gerador síncrono:** tipicamente, por possuírem capacidades mais elevadas, esses GDs

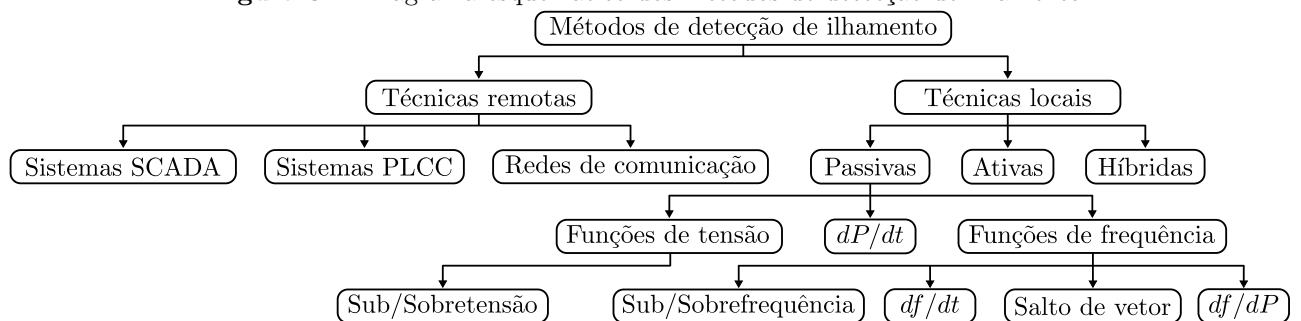
são conectados à rede primária de distribuição através de um transformador de acoplamento. Esses geradores são capazes de sustentar a operação ilhada e devido à sua elevada potência e tempos de resposta possuem opções de controle mais limitadas, dificultando assim o processo de detecção do ilhamento.

- **Gerador de indução:** normalmente devido à sua magnitude de potência são conectados à rede primária de distribuição. Esses geradores não são capazes de manter uma operação ilhada, uma vez que necessitam de injeção de potência reativa da rede para sua operação, dessa forma a detecção de ilhamento não é um problema para esse tipo de GD.

3.3 DETECÇÃO DE ILHAMENTO

As técnicas de detecção de ilhamento normalmente são divididas em duas principais classes, técnicas locais e remotas. As técnicas locais detectam o ilhamento através de medições de grandezas elétricas realizadas no ponto da instalação do GD. Enquanto que as técnicas remotas detectam o ilhamento através de medições de grandezas elétricas e de estados lógicos de operação de equipamentos em locais distantes dos GDs, permitindo criar alertas e até mesmo a desconexão do GD após a ocorrência do ilhamento. As técnicas remotas são mais robustas e confiáveis, porém mais caras e complexas, dessa forma grande parte dos geradores distribuídos utilizam técnicas de detecção locais (SEVERO *et al.*, 2011). A Figura 3.2 apresenta um diagrama esquemático dos métodos de detecção de ilhamento comumente utilizados.

Figura 3.2. Diagrama esquemático dos métodos de detecção de ilhamento.



Fonte: Adaptado de (MOTTER, 2017).

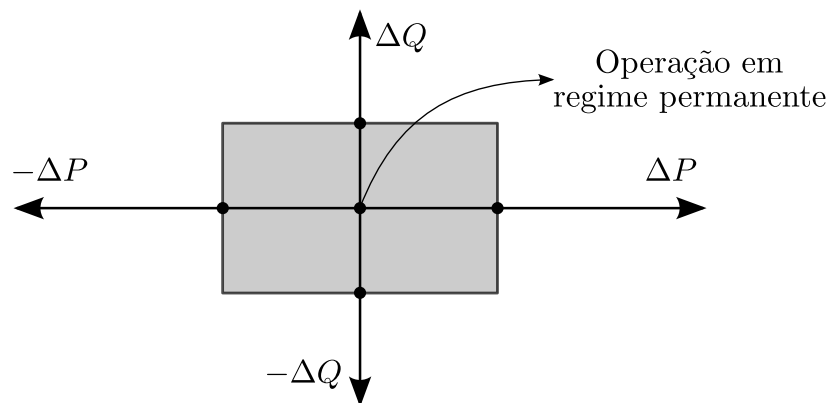
As técnicas remotas são divididas com base na sua fonte de obtenção de dados, que podem ser de sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), sistemas (*Power Line Carrier Communication*) e redes de comunicação WAN (*Wide Area Network*) via protocolo

TCP/IP. As técnicas de detecção locais, por sua vez, podem ser subdivididas em passivas (utilizam somente as medidas elétricas no ponto de conexão com a rede), ativas (inserem no sistemas pequenas perturbações e avaliam as consequências) e híbridas (junção das técnicas ativas e passivas). Por fim, as técnicas locais passivas podem ser subdivididas de acordo com o parâmetro elétrico avaliado, sendo os principais deles a tensão, variação da potência no tempo e funções baseadas na estimação da frequência (MOTTER, 2017).

As funções de proteção passivas são as mais utilizadas, devido à sua fácil implementação e seu baixo custo, entretanto essa técnica apresenta uma desvantagem, que é a existência de zonas de não-deteção (ZND), isto é, podem não atuar corretamente para determinados pontos de operação (SHANG; SHI, 2016). Por outro lado, as técnicas ativas, são mais confiáveis e possuem menores zonas de não-deteção, entretanto, uma vez que essas técnicas injetam perturbações na rede, comprometem a qualidade da energia elétrica na saída do GD.

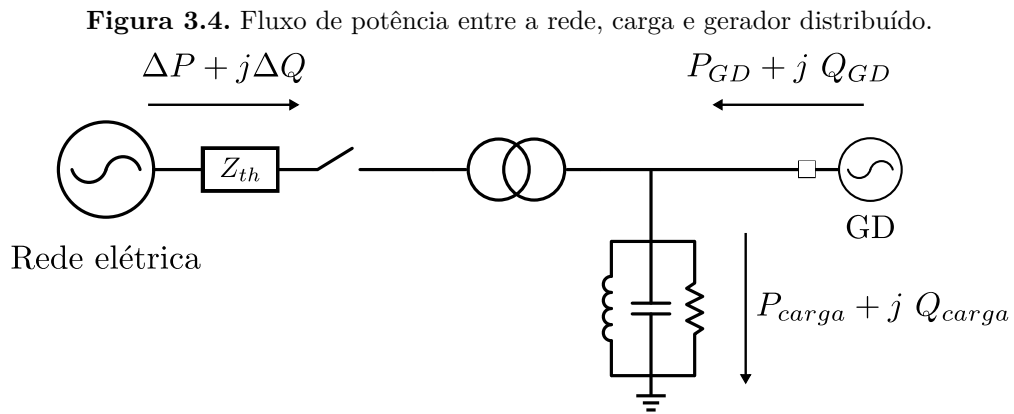
A eficiência das técnicas de detecção de ilhamento pode ser representada através de gráficos de ZND, conforme ilustrado na Figura 3.3. Esses gráficos fornecem, para o momento em que ocorre o ilhamento, uma indicação da relação entre a variação da potência ativa e reativa, com o nível de tensão e a frequência, que variam a depender do tipo de GD. Esses gráficos podem ser compreendidos como a área cega em que as técnicas de detecção são incapazes de identificar o ilhamento. As técnicas que possuem grande área de ZND indicam uma baixa eficiência e maior suscetibilidade a falhas de operação, enquanto que áreas reduzidas de ZND ou mesmo a inexistência delas, indicam técnicas de alta eficiência e confiabilidade (SEVERO *et al.*, 2011).

Figura 3.3. Zona de não detecção das funções de proteção.



Fonte: Adaptado de (VELASCO *et al.*, 2010).

Através da análise do fluxo de potência no ponto de acoplamento do gerador distribuído conectado a rede elétrica via inversores, é possível estabelecer uma relação entre os fluxos de potência ativa e reativa, conforme ilustrado na Figura 3.4 e apresentado nas equações em (3.1). Adicionalmente, pode-se verificar a relação existente entre a potência ativa e a tensão e entre a potência reativa e a frequência, conforme apresentado pelas equações em (3.2), em que V representa a tensão de linha e L e C a indutância e capacitância da carga (RAIPALA *et al.*, 2015).



Fonte: Adaptado de (SEVERO *et al.*, 2011).

$$\Delta P = P_{carga} - P_{GD} \quad , \quad \Delta Q = Q_{carga} - Q_{GD} \quad (3.1)$$

$$P_{carga} = \frac{V^2}{R} \quad , \quad Q_{carga} = V^2 \left(\frac{1}{2\pi f L} - 2\pi f C \right) \quad (3.2)$$

A dinâmica que o sistema seguirá após a formação da ilha, como por exemplo variações de tensão e frequência, está diretamente relacionada com o fluxo de potência pré-existente. Para as situações em que a potência reativa fornecida pela rede é diferente de zero ($\Delta Q \neq 0$), a tensão da carga terá sua fase deslocada, e conseqüentemente o controle do conversor deverá alterar a frequência da sua corrente de saída. A frequência irá variar até que o valor da potência reativa fornecida pelo GD se iguale à consumida pela carga. Para o caso em que a potência ativa fornecida pela rede é diferente de zero ($\Delta P \neq 0$), a dinâmica que o sistema adquire envolve alterações do nível de tensão no ponto de acoplamento com a rede (SEVERO *et al.*, 2011).

A seguir são apresentados os princípios orientadores que regem o funcionamento das funções passivas de proteção anti-ilhamento analisadas neste trabalho.

3.3.1 Função de proteção 27/59

A função de sub/sobretensão baseia-se no valor da tensão eficaz no ponto de acoplamento do GD com a rede. Esse valor é obtido através do processo de estimação fasorial após a filtragem do sinal de tensão, para eliminação de transitórios de alta frequência. Com o valor eficaz da tensão definido são feitas comparações com os valores limites de ajuste ou *pick-ups*. Essa atuação pode ser instantânea, ou temporizada a depender da magnitude do nível de tensão.

A depender do relé de proteção, as funções 27/59 podem apresentar diferentes lógicas de atuação. Uma alternativa é que a função de subtensão se baseia na menor tensão entre as três fases, e a sobretensão na maior (AUTOMATION, 2012 apud MOTTER, 2017). Outra alternativa é configurar a lógica de atuação para o caso em que as três fases atuam simultaneamente (condição AND), ou no caso em que pelo menos uma das três fases atua (condição OR). Nesse trabalho, optou-se pela escolha da lógica de atuação para o caso em que pelo menos um das fases violasse os limites.

A Tabela 3.1 apresenta os tempos de operação em função da magnitude da tensão para as configurações padrões e também inclui faixas de configuração permitidas, que podem ser definidas e ajustadas conforme especificidades do sistema analisado.

Tabela 3.1. Limiar de desconexão para variações de tensão.

Função	Configuração padrão		Faixas configuração	
	Tensão (pu)	Tempo (s)	Tensão (pu)	Tempo (s)
SobT-2	1,20	0,16	fixo em 1,20	fixo em 0,16
SobT-1	1,10	2,00	1,10 - 1,20	1,00 - 13,00
SubT-1	0,70	2,00	0,00 - 0,88	2,00 - 21,00
BubT-2	0,45	0,16	0,00 - 0,50	0,16 - 2,00

Fonte: (COMMITTEE, 2018).

3.3.2 Função de proteção 81U/O

A função de sub/sobrefrequência baseia-se no valor da frequência estimada através do sinal de tensão no ponto de acoplamento do GD. Caso a frequência estimada seja superior ou inferior aos limites estabelecidos é enviado o sinal de abertura dos disjuntores, que pode ocorrer de forma

instantânea ou temporizada. Os relés de frequência podem apresentar ajustes de tensão mínima para operação, conhecido como bloqueio de tensão, a fim de evitar a consideração equivocada de valores de frequência para sinais de tensão espúrios.

A função de proteção de frequência é largamente utilizada para a detecção de ilhamento, por ser sensível à variação de potência na ilha. Quando ocorre um grande desbalanço de potência entre carga e geração na rede ilhada, origina-se uma variação da frequência do subsistema isolado. Vale ressaltar que o desempenho dessa função pode ser prejudicado caso a diferença de potência entre geração e carga seja pequena.

De acordo com Junior *et al.* (2006), quando ocorre um ilhamento de um GS e cargas modeladas como potência constante, o tempo de atuação (t_a) da função de sub/sobrefrequência, está relacionado ao desbalanço de potência ativa na ilha, conforme apresenta a equação (3.3). Em que H é a constante de inércia do GS, Δf o módulo da variação em torno da frequência nominal, ΔP o desbalanço de potência ativa e T_{set} uma possível temporização.

$$t_a = \frac{2H\Delta f}{f_0\Delta P} + T_{set} \quad (3.3)$$

A Tabela 3.2 apresenta os tempos de operação para a configuração padrão e também inclui faixas de configuração permitidas, que podem ser definidas e ajustadas conforme especificidades do sistema analisado. Neste trabalho, de forma a complementar a operação temporizada, optou-se pela implementação da atuação instantânea da função, que foi configurada para atuar em uma banda de 10% da frequência nominal, ou seja, atuação instantânea caso a frequência seja inferior a 54 Hz ou superior a 66 Hz.

Tabela 3.2. Limiar de desconexão para variações de frequência.

Função	Configuração padrão		Faixas configuração	
	Frequência (Hz)	Tempo (s)	Frequência (Hz)	Tempo (s)
SobF-2	62,0	0,16	61,8 - 66,0	0,16 - 1000,0
SobF-1	61,2	300,0	61,0 - 66,0	180,0 - 1000,0
SubF-1	58,5	300,0	50,0 - 59,0	180,0 - 1000,0
SubF-2	56,5	0,16	50,0 - 57,0	0,16 - 1000,0

Fonte: (COMMITTEE, 2018).

3.3.3 Função de proteção 81R

A função de taxa de variação da frequência no tempo (df/dt), em inglês *rate of change of frequency* (ROCOF) tem sido largamente utilizada por ser uma técnica sensível para a detecção do ilhamento. De forma similar à função de sub/sobrefrequência, essa função pode apresentar ajuste de tensão mínima para operação. A determinação da taxa de variação da frequência é obtida pela equação (3.4), que considera a variação da frequência para uma janela de medição de três ciclos (BUGDAL *et al.*, 2006). Adicionalmente, de acordo com Committee (2018) o valor utilizado para a atuação dessa função deve ser o valor médio da taxa de variação da frequência para uma janela móvel de pelo menos 100 ms.

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_{(n)} - f_{(n-3\text{ciclos})}}{T_{(3\text{ciclos})}} \quad (3.4)$$

A partir da equação da oscilação do GS, pode-se determinar uma relação entre a taxa de variação da frequência com os parâmetros da máquina, conforme apresentado na equação (3.5). Em que H é a constante de inércia do gerador, ΔP a variação da potência ativa na ilha e G a sua potência nominal. Esta expressão linearizada considera que os intervalos de tempo analisados são tão pequenos que o regulador de velocidade e a dinâmica da máquina podem ser desprezados (GONZÁLEZ, 2010).

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P f}{2GH} \quad (3.5)$$

De acordo com Junior *et al.* (2006), quando ocorre um ilhamento de um GS e cargas modeladas como potência constante, o tempo de atuação da função 81R pode ser representado pela equação (3.6), em que T_a é a constante de tempo do filtro usado na estimação, Δt o tempo mínimo de atraso do cálculo da derivada e df/dt o ajuste da função. De acordo com Committee (2018) os ajustes típicos da janela média dependem da categoria do gerador distribuído e podem variar entre 0,5 a 3 Hz/s.

$$t_a = -T_a \cdot \ln\left(1 - \frac{2Hdf/dt}{f_0\Delta P}\right) + \Delta t + T_{set} \quad (3.6)$$

O desempenho da função ROCOF está estritamente relacionado com o nível de penetração de geração distribuída no sistema. Em sistemas com baixa penetração, a função apresenta desempenho satisfatório, com rápida detecção. Entretanto em uma rede com alta penetra-

ção, a estabilidade dessa função é prejudicada, tornando-se necessários ajustes mais elevados, comprometendo a sensibilidade dessa função de proteção (NICOLOTTI *et al.*, 2011).

3.3.4 Função de proteção 78

A função de proteção de medição do ângulo de fase ou salto de vetor, do inglês *Vector Surge Relay* (VSR), baseia-se na detecção da variação angular entre uma forma de onda de referência e a tensão no barramento da conexão do GD durante a desconexão com a rede. Esse deslocamento de fase representa uma medida indireta da frequência do sinal analisado, dessa forma essa função tem um comportamento similar aos relés de frequência (XU *et al.*, 2004).

Essa função pode ser configurada para atuar de forma instantânea ou temporizada, e também permite a configuração do bloqueio de tensão para sua operação. O tempo de atuação dessa função, para um GS e um sistema com cargas modeladas como potência constante, pode ser representado por (3.7). Em que $\Delta\delta$ é o ajuste da função e c o número de ciclos anteriores utilizados na comparação da fase.

$$t_a = \frac{H\Delta\delta}{\pi c\Delta P} + \frac{c}{2f_0} + T_{set} \quad (3.7)$$

De acordo com práticas tradicionais, os ajustes típicos variam de 3° a 10° para atuação instantânea. Tipicamente, recomenda-se um ajuste de 6°, sendo que para redes com baixas potências de curto-circuito no ponto de interligação, recomenda-se um ajuste de 12° para minimizar casos de operação indevida (JUNIOR *et al.*, 2006). Destaca-se que a depender do fabricante do dispositivo de proteção, diferentes algoritmos são utilizados, portanto diferentes ajustes podem ser necessários para garantir a operação desejada.

3.4 ESTIMAÇÃO DAS GRANDEZAS

Para a implementação das funções de proteção de anti-ilhamento é necessária a correta definição de grandezas do sistema, como tensão, corrente e frequência. A seguir são apresentadas as metodologias utilizadas para a estimação dessas grandezas.

3.4.1 Tensão e corrente

O processo de conversão dos sinais analógicos em sinais digitais segue uma importante sequência de passos. O primeiro deles é a passagem dos sinais por um filtro passa-baixas, esse filtro é responsável por eliminar componentes transitórios de alta frequência presentes no sinal que poderiam gerar interferências no processo. Esse filtro determina uma frequência de corte delimitando a banda do sinal no domínio da frequência.

Com a delimitação da frequência de corte e, por consequência, da máxima frequência do sinal, é definida a frequência de amostragem do sinal. Usualmente essa frequência de amostragem é definida como o número de amostras por ciclo. Após a discretização do sinal no tempo será executado o processo de conversão analógica-digital do sinal medido. Os algoritmos de estimação de fasor de janela fixa baseiam-se na avaliação de um conjunto específico das amostras do sinal, denominado de janela de dados (KÜSEL; SILVA, 2014). Para cada instante de amostragem, esta janela é deslocada, de modo que a nova amostra seja incluída na janela, descartando-se a mais antiga (PHADKE; THORP, 2009).

Para cada janela de dados, estimam-se a parte real e imaginária do fasor na frequência fundamental do sinal avaliado, nesse estudo é utilizado o algoritmo do filtro cosseno modificado para a estimação. A definição dessa grandeza pode ser estimada a partir de duas saídas consecutivas do filtro cosseno de um ciclo de Fourier, sendo necessário para isso aplicar um fator de correção, a fim de obter a ortogonalidade entre as partes real e imaginária do fasor. O filtro cosseno possui um ganho muito próximo de zero para 0 Hz, dessa forma, o algoritmo tem um excelente desempenho na eliminação da componente CC de decaimento exponencial. Esse algoritmo também só provoca o atraso de uma amostra no fasor estimado, o que, a depender da taxa de amostragem empregada, não acarretará em prejuízos para atuação da proteção.

A parte real do fasor pode ser calculada utilizando o filtro cosseno de Fourier de um ciclo, conforme apresenta a Equação (3.8).

$$X_{re}(k) = \frac{2}{N} \sum_{m=0}^{N-1} X(k - N + m) \cos\left(\frac{2\pi}{N}m\right) \quad (3.8)$$

A parte imaginária do fasor é obtida através de duas saídas consecutivas do filtro cosseno de um ciclo. A Equação (3.9) apresenta a formulação necessária para obter a ortogonalidade

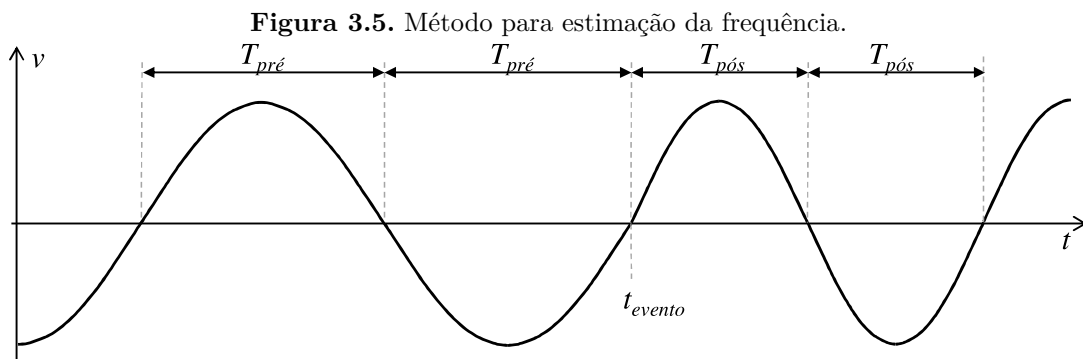
entre essas duas amostras.

$$X_{im}(k) = \frac{X_{re}(k-1) - X_{re}(k)\cos(\delta)}{\sin(\delta)} \quad (3.9)$$

Com a parte real e imaginária do fasor obtida pode-se representá-lo de maneira completa por $\widehat{X} = \frac{1}{\sqrt{2}}(X_{re} + jX_{im})$. Onde o módulo do fasor é determinado por $|\widehat{X}| = \frac{\sqrt{X_{re}^2 + X_{im}^2}}{\sqrt{2}}$ e sua fase por $\phi_{\widehat{X}} = \arctan\left(-\frac{X_{im}}{X_{re}}\right)$.

3.4.2 Frequência

A frequência do sinal pode ser estimada através da determinação do período do sinal, definido pela diferença do tempo entre os cruzamentos por zero. Esse método, devido à sua simplicidade, é amplamente utilizado em relés de proteção para a estimação da frequência (MOTTER, 2017). A Figura 3.5 ilustra como são definidos os tempos entre os cruzamentos do sinal por zero, nesse exemplo é apresentado o comportamento de um sinal quando ocorre um evento, em t_{evento} , que gera um aumento da frequência, em que $T_{pré}$ é o meio-período do sinal antes do evento e $T_{pós}$ é o meio-período após o evento.

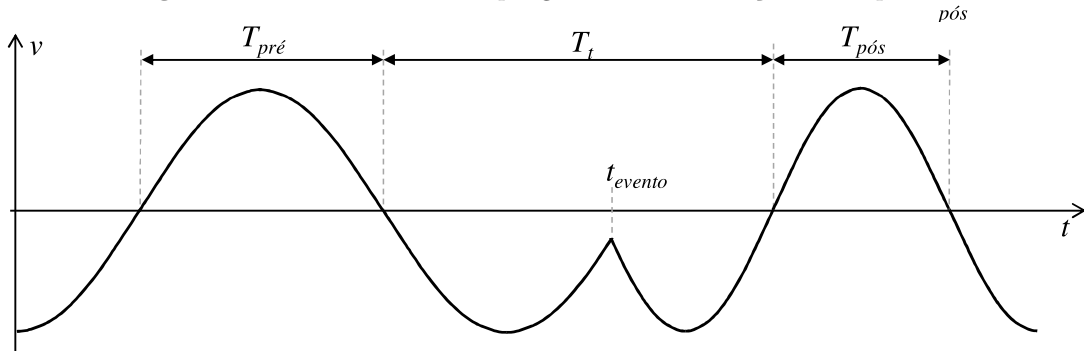


Fonte: (MOTTER, 2017).

O exemplo apresentado anteriormente possui um sinal com transição suave com a ocorrência do evento, entretanto a depender das características do fenômeno pode-se provocar transitórios eletromagnéticos mais severos que ocasionam estimações equivocadas da frequência. Para ilustrar melhor esses cenários são apresentadas nas Figuras 3.6 e 3.7 situações em que esses transitórios provocam respectivamente uma estimação da frequência menor e maior que a correta. Dessa forma, para aumentar a probabilidade de acerto da estimação, são definidos valores

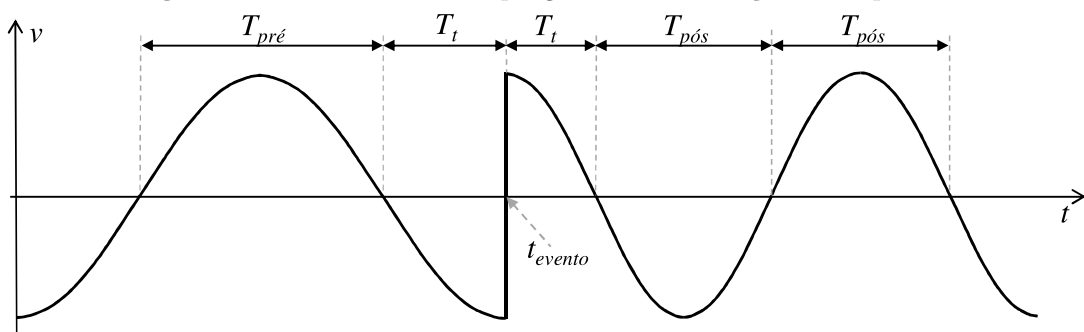
máximos e mínimos para a frequência com base nos valores limites de meio período, limitando assim o impacto dos transitórios e a faixa de leitura da frequência do sinal.

Figura 3.6. Efeito transitório que gera menor estimativa da frequência.



Fonte: (MOTTER, 2017).

Figura 3.7. Efeito transitório que gera maior estimativa da frequência.



Fonte: (MOTTER, 2017).

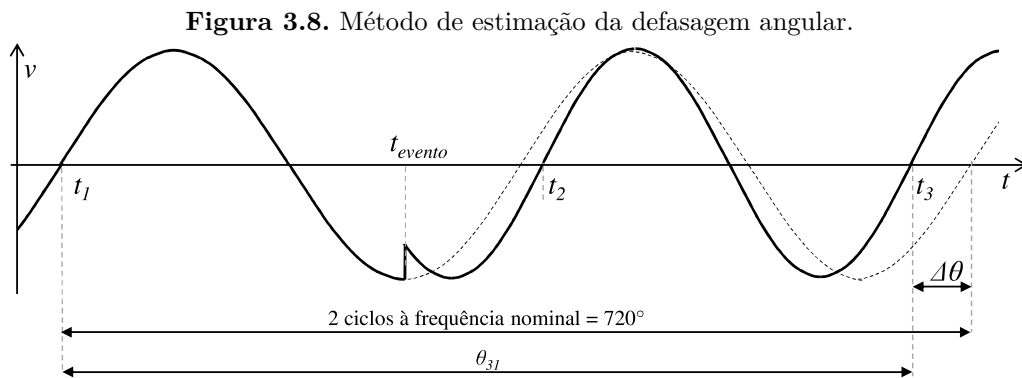
Com a definição da frequência através desse processo de estimativa, pode-se definir a taxa de variação da frequência, que é calculada através da derivada da frequência estimada no tempo (df/dt), variável esta que é utilizada para a implementação da função de proteção 81R. Uma vez que o valor da frequência estimada é atualizada a cada cruzamento da tensão por zero, podem ocorrer degraus dessa grandeza estimada. Dessa forma, para evitar atuações indevidas da proteção 81R através dos valores elevados de derivada nesses degraus do sinal, foi utilizado o equacionamento da variação da frequência para intervalos de três ciclos.

3.4.3 Salto de vetor

A função de proteção de salto vetor se baseia no deslocamento angular do sinal de tensão em relação a um sinal de referência, esse deslocamento angular do sinal é calculado através dos

cruzamentos por zero do sinal. A defasagem angular para a função de salto de vetor pode ser estimada pela diferença entre os tempos por cruzamentos por zero com derivada positiva, essa comparação é feita entre o tempo do último cruzamento com o tempo do cruzamento de dois ciclos anteriores a esse, e posteriormente compara-se esse tempo com um valor de referência (FREITAS *et al.*, 2005; MOTTER, 2017). A Figura 3.8 apresenta o método para a estimação da defasagem angular, em que t_1 , t_2 e t_3 são os tempos referentes aos cruzamentos crescentes por zero, e $\Delta\theta$ o ângulo utilizado na função de salto de vetor.

A estimação do salto de vetor é calculada através a diferença de tempo entre os cruzamentos crescentes por zero de dois ciclos da tensão ($t_3 - t_1$), que será convertido para graus para permitir a comparação com um valor de referência de 720° (MOTTER, 2017). O valor final da defasagem angular a ser usado pela função de proteção é definido pelo módulo da média da defasagem das três fases, visando atenuar possíveis transitórios.



Fonte: (MOTTER, 2017).

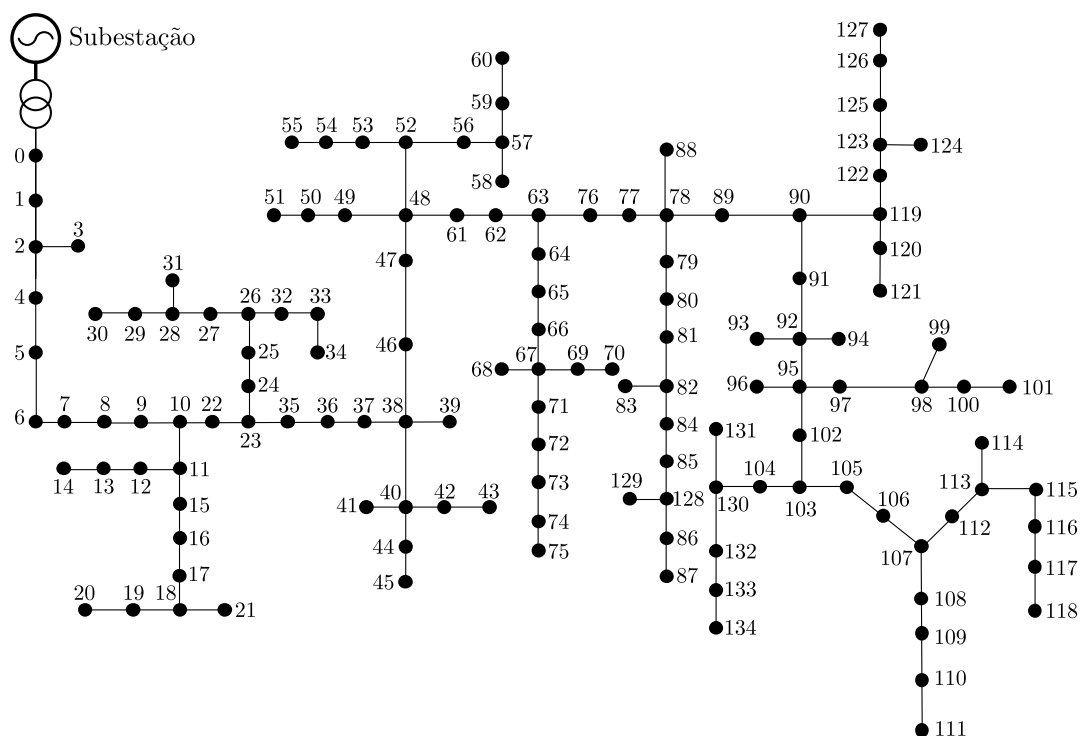
MODELAGEM E IMPLEMENTAÇÕES

Neste capítulo, são apresentados os detalhes da modelagem da rede elétrica utilizada. Para o estudo do impacto da geração distribuída na proteção anti-ilhamento, optou-se pela modelagem de dois tipos de geradores distribuídos conectados à rede elétrica, um sistema de geração de energia solar fotovoltaica e um sistema de geração térmica. Para os geradores, além de suas modelagens, são apresentados os sistemas de controle utilizados.

4.1 SISTEMA DE POTÊNCIA AVALIADO

4.1.1 Modelagem da Rede Elétrica

A rede de distribuição utilizada nesse estudo é um alimentador aéreo real, com característica radial, que opera na tensão primária de 13,8 kV/60 Hz. A topologia desse sistema é apresentada no diagrama unifilar na Figura 4.1, em que são apresentadas as numerações das barras. Esse alimentador possui uma potência nominal de aproximadamente 7 MVA, sendo que suas cargas estão distribuídas em suas 135 barras que são conectadas através de um total de 9,4 km de rede (LAPSEE, 2021). No Apêndice A são apresentados para cada trecho de rede a sua distância, o tipo de condutor e a potência das cargas conectadas ao longo do alimentador.

Figura 4.1. Diagrama unifilar do sistema de potência avaliado.

Fonte: Adaptado de (RODRIGUESFARIA *et al.*, 2021).

4.1.2 Modelagem das Cargas

Normalmente a modelagem das cargas presentes em um sistema de distribuição de energia elétrica é feita baseado na potência demandada por elas. Entre outras formas, pode-se especificar uma determinada carga através da sua potência aparente (kVA) e seu fator de potência. De forma geral, existem três modelos para especificar os parâmetros de uma carga, pode-se considerar que a mesma possui potência, corrente ou impedância constante, ou até mesmo uma combinação desses fatores, denominado modelo de carga misto.

No modelo de carga de potência constante, a potência consumida pela carga é invariável, mesmo que haja uma alteração da tensão em seus terminais. No segundo modelo, de corrente constante, mesmo que ocorra uma variação da tensão nos terminais da carga, a magnitude da corrente consumida pela carga é sempre constante. Por fim, temos o modelo de carga de impedância constante, nesse caso mesmo que ocorra variação da tensão nos terminais da carga a impedância será sempre invariável.

No sistema de potência avaliado as cargas são trifásicas equilibradas conectadas em estrela,

optou-se pela representação através do modelo de impedância constante. Esse valor por fase é definido conforme as Equações (4.1) e (4.2) considerando um fator de potência de 0,92 indutivo. Buscando contemplar os diferentes níveis de tensão ao longo do alimentador, considerou-se no cálculo das impedâncias, a tensão em regime permanente da respectiva barra em que a carga está conectada. As potências dos transformadores ao longo do alimentador são apresentadas na Tabela A.1.

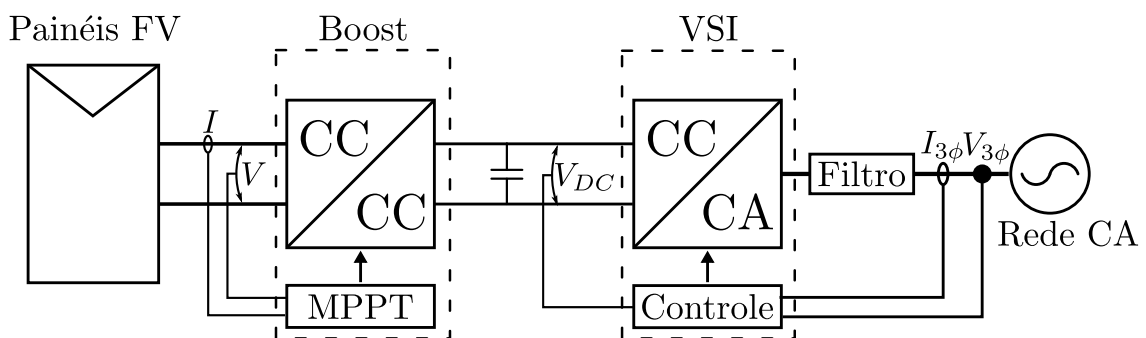
$$R_L = \frac{|V|^2}{S_{3\phi}} \cdot fp \quad (4.1)$$

$$X_L = \frac{|V|^2}{S_{3\phi}} \cdot \text{sen}(\text{acos}(fp)) \quad (4.2)$$

4.2 MODELAGEM DO GERADOR FOTOVOLTAICO

O primeiro gerador distribuído a ser avaliado é o gerador fotovoltaico. Na Figura 4.2 é apresentado um diagrama simplificado dos elementos que compõem esse sistema de geração. O primeiro elemento desse sistema consiste no arranjo de módulos fotovoltaicos conectados em série/paralelo. Na saída desse arranjo é conectado um conversor CC/CC (*Boost*) responsável pela elevação da tensão de saída dos painéis, que é acionado por um rastreador de ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*). A utilização desse conversor aumenta a eficiência do rastreador de máxima potência, permitindo uma maior variação da tensão no barramento CC (ATTOU *et al.*, 2014).

Figura 4.2. Diagrama simplificado do sistema fotovoltaico modelado.



Fonte: Autoria Própria.

Esse barramento CC alimenta o conversor CC/CA (inversor trifásico) que tem suas chaves acionadas por uma lógica de acionamento que permite o controle da tensão do barramento CC e da corrente injetada na rede, em sincronismo com esta última. Por fim, entre o inversor e a

rede elétrica, tem-se um filtro passa baixas responsável pela eliminação de componentes de alta frequência oriundos do processo de chaveamento do inversor.

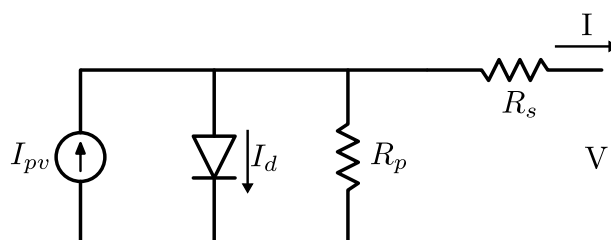
Vale ressaltar que para a estrutura de controle de dois estágios utilizada, a tensão do barramento CC é controlada pelo inversor trifásico através da malha de controle de sincronismo com a rede. Portanto, com base nessa tensão do barramento CC a mudança da razão cíclica, definida pelo algoritmo de MPPT, vai alterar a tensão de saída dos módulos fotovoltaicos, garantindo que os mesmos estejam operando em seu ponto de máxima potência.

4.2.1 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é um dispositivo que absorve a energia provida pela radiação solar e a transforma, em parte, no despreendimento de elétrons da camada de valência do material semicondutor, gerando uma corrente elétrica e por consequência, energia elétrica. O desempenho do módulo/sistema fotovoltaico, em condições reais de operação, depende de diferentes fatores como o tipo de tecnologia utilizada na produção da célula, sua degradação e condições ambientais/climáticas (irradiância solar, temperatura, umidade, vento e precipitação) (OLIVEIRA *et al.*, 2018) (SHARMA; CHANDEL, 2013).

Os elementos básicos do módulo fotovoltaico são as células fotovoltaicas, que ao serem agrupadas em ligações série (aumento de tensão) e paralelo (aumento de corrente) formam o painel/módulo fotovoltaico. A sua modelagem é feita por meio de um circuito equivalente, apresentado na Figura 4.3. Esse circuito é formado por uma fonte de corrente, com valor dependente da irradiância solar e temperatura, um diodo em paralelo, usado para representar a característica não-linear do material semicondutor da célula, e por fim, resistências série (R_s) e paralelo (R_p) para representar as perdas de energia por condução.

Figura 4.3. Circuito elétrico equivalente do módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de (VILLALVA *et al.*, 2009).

A relação matemática que representa a característica I-V do módulo fotovoltaico é apresentado na Equação (4.3). Em que I_{pv} é a corrente gerada pela irradiação solar; I_d é a corrente que passa pelo diodo; I_0 é a corrente de fuga reversa do diodo; $V_t = N_s k T / q$ é a tensão térmica da célula fotovoltaica; N_s número de células em série no painel; q é a carga do elétron ($1,60217646 \cdot 10^{-19}$ C); k é a constante de Boltzmann ($1,3806503 \cdot 10^{-23}$ J/K); T é a temperatura da junção p-n; e a é uma constante que expressa o grau de idealidade da junção semicondutora, cujo valor empírico varia de 1 à 1,5 (ALMEIDA, 2011).

$$I = I_{pv} - I_d - I_{R_p} = I_{pv} - I_0(e^{(V+R_s I)/V_{ta}} - 1) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (4.3)$$

A corrente gerada pela célula fotovoltaica pode ser calculada conforme descrito na Equação (4.4). Em que N_p é o número de células em paralelo no módulo; G é a irradiação solar na superfície do painel; G_n é a irradiação solar nominal; Δ_T é a variação entre a temperatura medida e a nominal; K_I é o coeficiente de temperatura da corrente; e $I_{pv,n}$ é a corrente gerada pela célula nas condições nominais.

$$I_{pv} = N_p(I_{pv,n} + K_I \Delta_T) \frac{G}{G_n} \quad (4.4)$$

A corrente de fuga reversa do diodo pode ser calculada conforme a Equação (4.5). Em que $I_{cc,n}$ é a corrente de curto-circuito nominal; $V_{oc,n}$ é a tensão de circuito aberto nominal; e K_V é o coeficiente de temperatura da tensão.

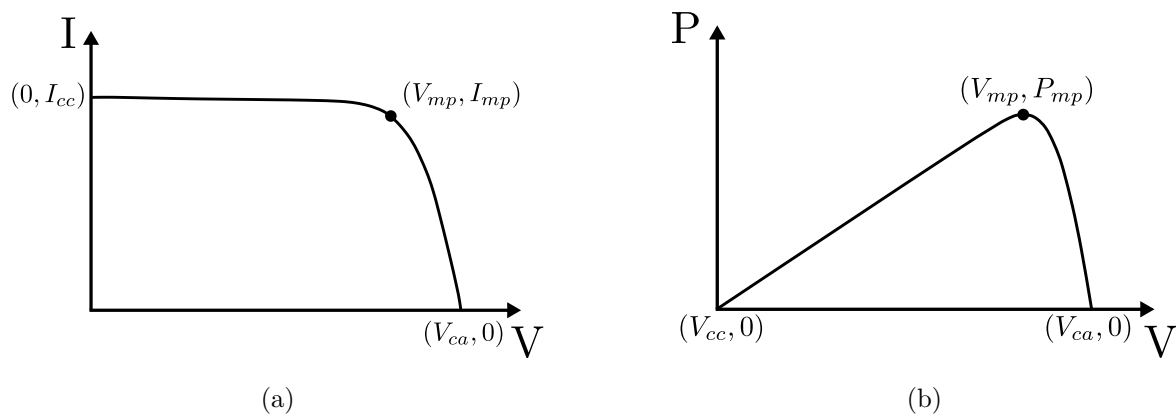
$$I_0 = N_p \frac{I_{cc,n} + K_I \Delta_T}{e^{(V_{oc,n} + K_V \Delta_T)/V_{ta}} - 1} \quad (4.5)$$

Através da análise das equações apresentadas, é possível obter uma curva característica de corrente-tensão (I-V) não linear para o módulo fotovoltaico. Essa curva descreve a capacidade de conversão de energia para condições específicas de irradiação solar e temperatura a que o módulo está sujeito. Normalmente essas curvas características são fornecidas pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos para diferentes condições de operação.

A Figura 4.4 apresenta os três principais pontos de operação nas curvas características corrente-tensão e potência-tensão. O primeiro ponto representa a operação em curto-circuito e ocorre quando os terminais do módulo estão conectados, resultando em uma tensão e potência nula e uma corrente de curto-circuito ($0, I_{cc}$). O ponto central representa o ponto de máxima

potência P_{mp} gerada pelo módulo (V_{mp}, I_{mp}). Por fim o ponto de de circuito aberto ocorre quando os terminais do módulo estão sem conexão, resultando em uma corrente nula e uma tensão máxima ($V_{ca}, 0$).

Figura 4.4. Curvas características do módulo fotovoltaico. (a) I-V (b) P-V.



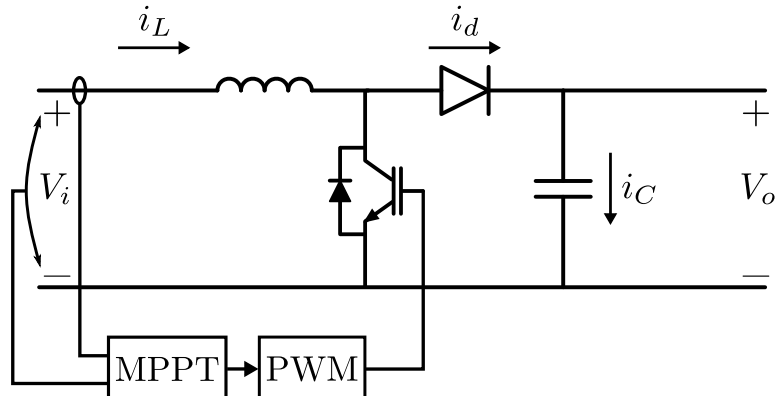
Fonte: Autoria Própria.

4.2.2 Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) usando conversor *Boost*

4.2.2.1 Conversor *Boost*

O conversor *Boost*, conforme apresentado na Figura 4.2, tem sua topologia ilustrada na Figura 4.5. O funcionamento desse conversor é baseado na acionamento controlado de uma chave. Esse conversor atua como um elevador de tensão, ou seja, sua tensão de saída V_o é maior que a de entrada V_i . No contexto da Figura 4.2, essa elevação da tensão tem como objetivo ajustar a tensão nos terminais dos painéis, para garantir a operação no ponto de máxima potência, com base no nível de tensão CC definido pelo inversor trifásico.

Figura 4.5. Circuito elétrico conversor *Boost*.



Fonte: Adaptado de (HART, 2011).

Nesse estudo o conversor opera no modo de condução contínua, ou seja, a corrente no indutor flui de maneira ininterrupta, não se igualando a zero, mesmo que apresentando uma pequena oscilação. A operação desse conversor pode ser separada em dois estágios, o primeiro é quando a chave de acionamento está fechada, nesse instante a corrente I_L apresenta um crescimento linear, pois a tensão de entrada fornece energia ao indutor, e o mesmo a acumula. O segundo estágio consiste no momento em que a chave está aberta, nesse instante a corrente I_L apresenta um decréscimo linear, pois o indutor fornece a energia acumulada para o capacitor e a carga.

Através da análise da variação da corrente que flui pelo inversor nos dois estágios é possível estabelecer o ganho estático em regime permanente do conversor *Boost*, que consiste na relação entre a magnitude das tensões de saída e entrada, apresentado na Equação (4.6). O fator D representa o ciclo de trabalho ou a razão cíclica da chave, e pode ser calculado pela razão entre o tempo em que a chave está fechada e o período de acionamento dessa chave, conforme apresentado na Equação (4.7) (HART, 2011).

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1 - D} \quad (4.6)$$

$$D = \frac{t_{on}}{t_{on} + t_{off}} = \frac{t_{on}}{T} = t_{on}.f \quad (4.7)$$

Juntamente com a elevação de tensão do conversor, é implementado um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPP) dos módulos fotovoltaicos, esse algoritmo define a variação da razão cíclica da chave do conversor CC/CC, permitindo que o arranjo de painéis opere em seu ponto de máxima potência de acordo com mudanças de seu ponto de operação, bem como alterações de irradiância e temperatura.

4.2.2.2 Algoritmo condutância incremental

Existem diversos algoritmos para o rastreamento do ponto de máxima potência. Nesse estudo optou-se pela utilização do método de condutância incremental com passo variável devido à simplicidade da sua implementação computacional, por permitir a operação contínua em máxima potência e pela sua boa resposta dinâmica. Seu funcionamento é baseado no fato de que no ponto de máxima potência a derivada da potência com relação à tensão é nula, positiva à esquerda desse ponto e negativa à direita desse ponto, conforme ilustrado na Figura 4.4(b) e

na Equação (4.8) (HUSSEIN *et al.*, 1995).

$$\begin{cases} \partial P_{PV}/\partial V_{PV} = 0, & \text{no MPP} \\ \partial P_{PV}/\partial V_{PV} > 0, & \text{à esquerda do MPP} \\ \partial P_{PV}/\partial V_{PV} < 0, & \text{à direita do MPP} \end{cases} \quad (4.8)$$

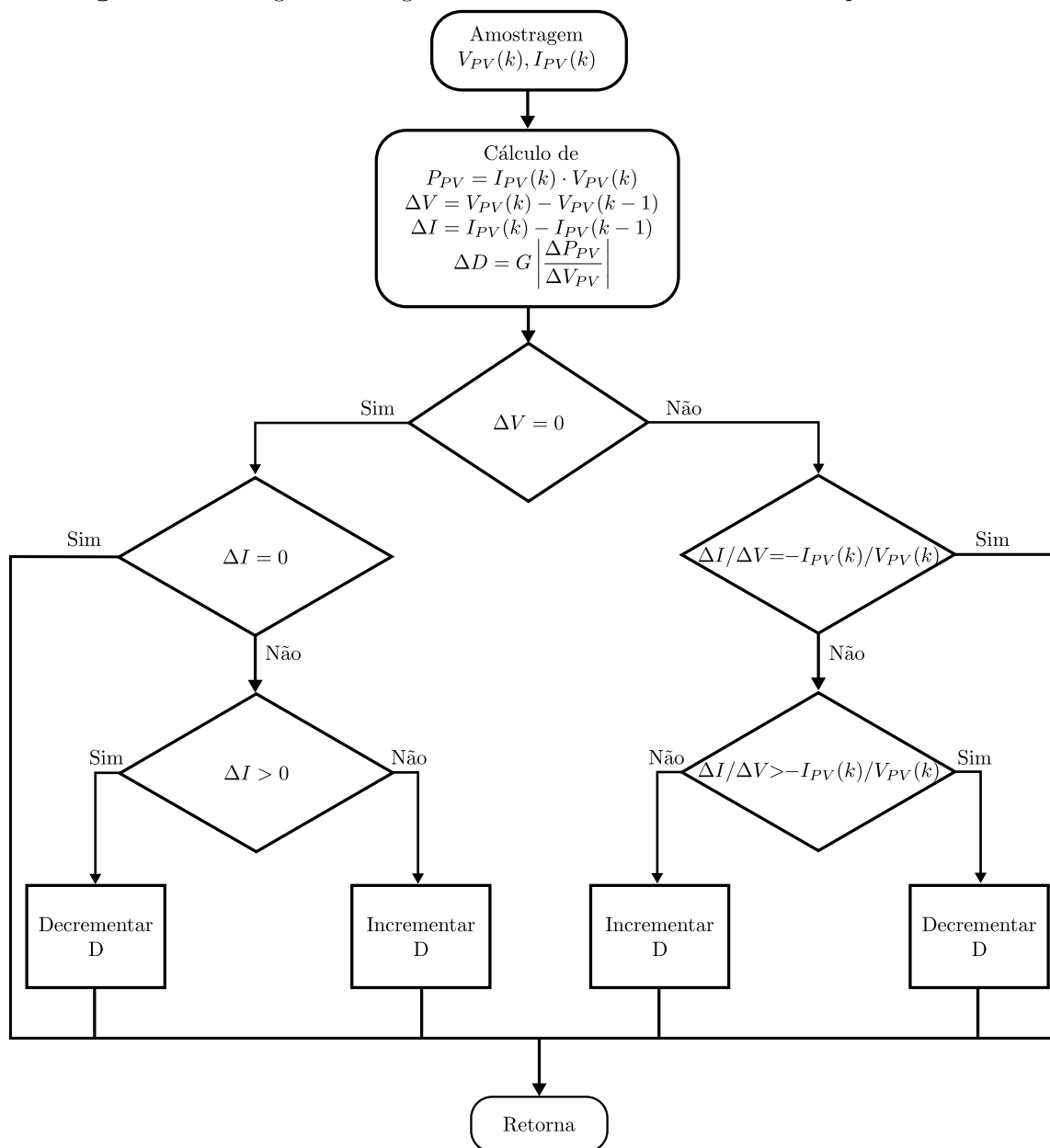
A Equação (4.9) apresenta o calculo da derivada da potência com relação à tensão, pode-se perceber que com algumas operações matemáticas é possível definir o ponto de operação com relação ao MPP pela comparação entre a condutância instantânea e a condutância incremental, conforme apresenta a Equação (4.10).

$$\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} = \frac{\partial(V_{PV}I_{PV})}{\partial V_{PV}} = I_{PV} \frac{\partial V_{PV}}{\partial V_{PV}} + V_{PV} \frac{\partial I_{PV}}{\partial V_{PV}} \cong I_{PV} + V_{PV} \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (4.9)$$

$$\begin{cases} \Delta I/\Delta V = -I_{PV}/V_{PV}, & \text{no MPP} \\ \Delta I/\Delta V > -I_{PV}/V_{PV}, & \text{à esquerda do MPP} \\ \Delta I/\Delta V < -I_{PV}/V_{PV}, & \text{à direita do MPP} \end{cases} \quad (4.10)$$

O fluxograma do algoritmo implementado é apresentado na Figura 4.6, esse algoritmo consiste na verificação do incremento/decremento dos parâmetros monitorados, por meio dessas comparações define-se se é necessário incrementar/decrementar a razão cíclica do conversor *Boost*, para com isso alterar a tensão de operação do arranjo de painéis fotovoltaicos e por consequência a potência gerada. O módulo do incremento da razão cíclica é variável e irá definir a velocidade com que o ponto de máxima potência será alcançado. Esse valor é definido em função do ponto de operação do sistema, sendo dependente da variação de potência e de tensão entre os passos de cálculo do algoritmo, conforme apresentado na Equação (4.11), em que G representa um fator de escala (XIAO, 2017).

$$\Delta D = G \left| \frac{\Delta P_{PV}}{\Delta V_{PV}} \right| = G \left| \frac{P_{PV}(k) - P_{PV}(k-1)}{V_{PV}(k) - V_{PV}(k-1)} \right| \quad (4.11)$$

Figura 4.6. Fluxograma do algoritmo de condutância incremental com passo variável.

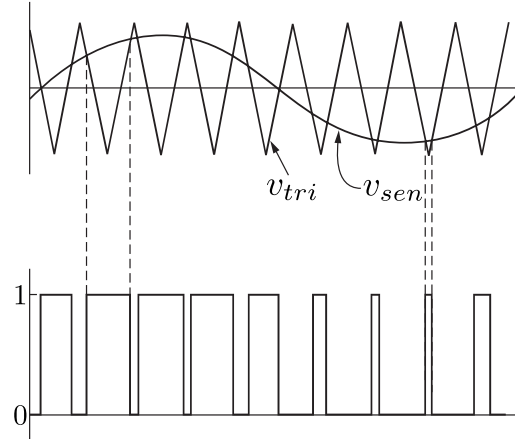
Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA, 2019).

4.2.2.3 Modulação por largura de pulso

O acionamento das chaves controladas do conversor *Boost* e do inversor trifásico é feito através de uma lógica de modulação por largura de pulso senoidal (SPWM), essa técnica é responsável pela conversão dos sinais de referência definidos pelos sistemas de controle em comandos lógicos (0 ou 1) de acionamento das chaves. A implementação dessa lógica de acionamento baseia-se na comparação entre dois sinais, conforme ilustra a Figura 4.7, em que v_{sen}

é o sinal de referência ou moduladora e v_{tri} é a portadora, que consiste em uma onda triangular de alta frequência. Percebe-se que o sinal lógico de acionamento da chave controlada será ativo quando o sinal de referência possuir um valor superior à portadora e nulo quando menor.

Figura 4.7. Modulação por largura de pulso senoidal (SPWM).



Fonte: Adaptado de (HART, 2011).

Pode-se controlar a característica do sinal de saída através da definição da amplitude e frequência da onda portadora. A taxa de modulação da frequência m_f é definida pela razão da frequência da moduladora e do sinal de referência. Quanto maior a frequência da portadora mais rápido será o acionamento da chave controlada, por consequência aumentam-se as perdas de chaveamento e a frequência com que ocorrem harmônicas. Adicionalmente, define-se a modulação da amplitude m_a pela razão entre a amplitude do sinal de referência e a portadora. No caso em que esse fator é inferior à unidade pode-se estabelecer uma relação direta entre a magnitude do sinal de saída e a modulação da amplitude, portanto a magnitude do sinal de saída, na frequência fundamental, é controlada por m_a .

$$m_f = \frac{f_{tri}}{f_{sen}} \quad (4.12)$$

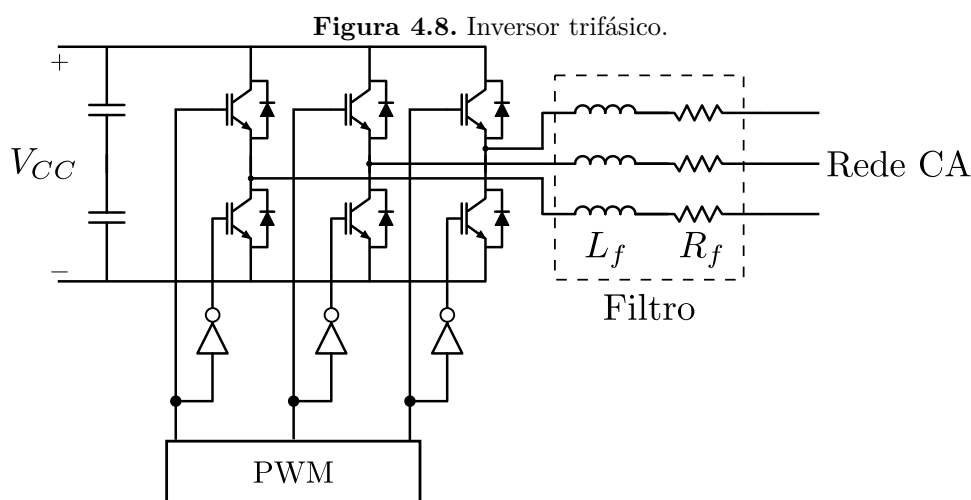
$$m_a = \frac{v_{referência}}{v_{portadora}} = \frac{v_{sen}}{v_{tri}} \quad (4.13)$$

4.2.3 Inversor trifásico com comando PWM

O Inversor trifásico, referente ao último estágio da Figura 4.2, é um dispositivo responsável pela conversão de um sinal de entrada em corrente contínua, em um sinal de saída em corrente alternada e tem como principal função o controle da tensão no barramento CC. O circuito do

inversor modelado nesse estudo é apresentado da Figura 4.8, esse dispositivo é da topologia VSI, do inglês *Voltage Source Inverter*, e consiste na combinação de três inversores de meia ponte monofásicos, dos quais são derivados cada uma das três fases do sinal CA.

As chaves são acionadas pela lógica de modulação por largura de pulso senoidal (SPWM), sendo que os sinais de referência são independentes por fase e a portadora é a mesma onda triangular para as três fases. Dessa forma são obtidos três sinais de saída, sendo que as duas chaves em cada um dos três ramos nunca são acionadas simultaneamente, para evitar que ocorra o curto circuito do barramento CC. Para isso são gerados os sinais de acionamento das chaves superiores e aplicado esse sinal invertido na sua respectiva chave inferior.



O sinal de saída do inversor possui uma taxa de conteúdo harmônico, oriundo do processo de chaveamento. Para manter o padrão da qualidade da energia elétrica é necessário eliminar essas componentes. Para isso utiliza-se um filtro passa-baixas do tipo RL, cujos parâmetros são definidos a partir da seleção de uma faixa aceitável de operação, pela delimitação de uma frequência de corte para o sinal.

4.2.4 Malha de captura de Fase (PLL)

A primeira etapa para o controle do sincronismo do gerador com a rede consiste na estimação do ângulo θ da fase A da tensão da rede em que será conectado o gerador, e isso é feito por meio de uma malha de captura de fase (PLL, do inglês *Phase Locked Loop*). A igualdade do ângulo

da tensão garante o sincronismo entre os sinais pois o seu acompanhamento consequentemente também assegura a igualdade da frequência da rede.

Buscando obter equações simplificadas para a minimização do erro de fase, utiliza-se a ferramenta matemática da transformada de Park. Essa transformação é feita aplicando a matriz apresentada na Equação (4.14), que permite a alteração do referencial do sistema, de uma referência estática (fases abc) para uma referência rotacional (eixo direto e quadratura dq), que acompanha o sentido do movimento do fasor.

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

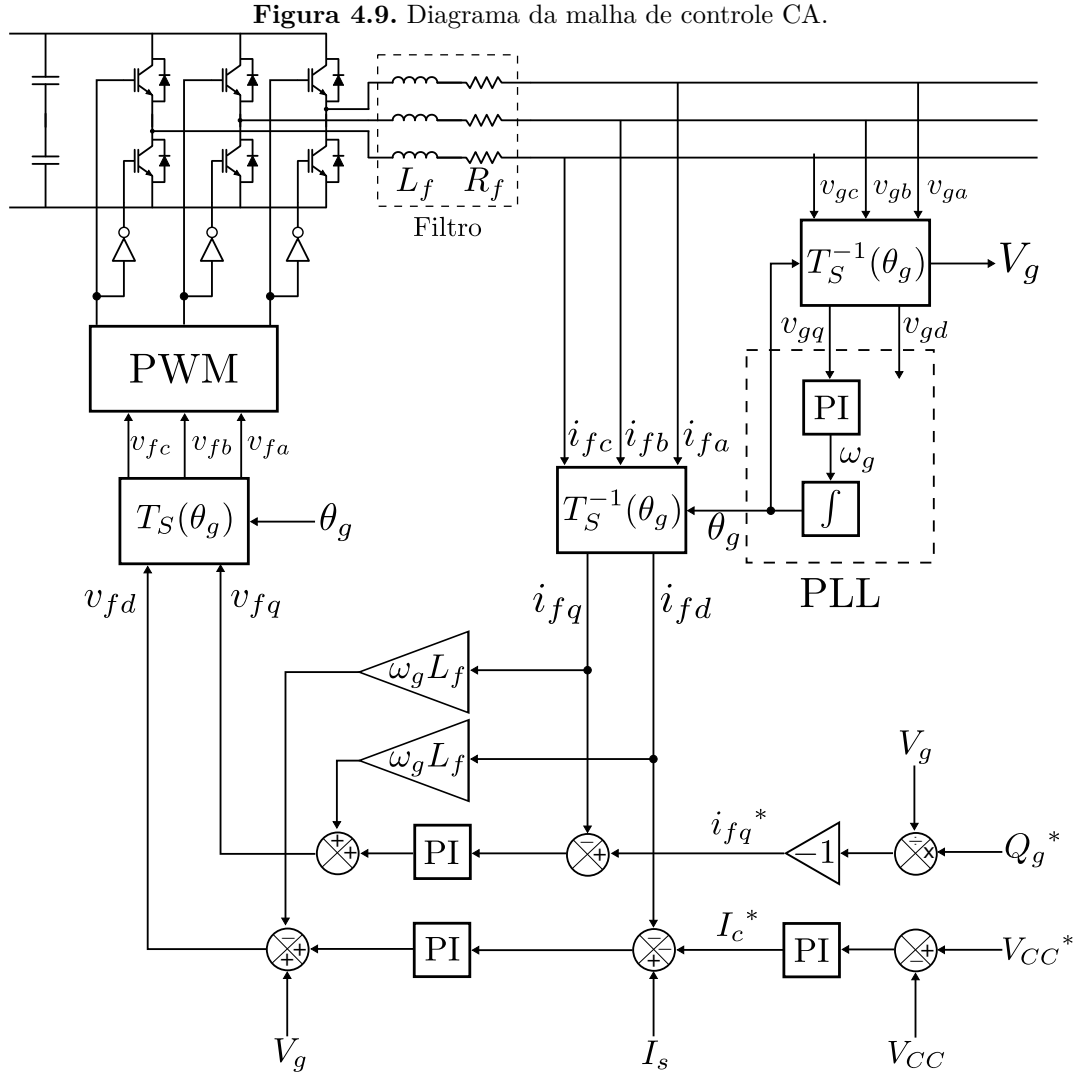
Dessa forma, as tensões da rede passam a ser expressas em relação a dois eixos girantes, direto (v_d) e em quadratura (v_q), além de um terceiro eixo estático associado à componente de sequência zero (v_0). A posição angular da tensão com referencial dq é então controlada por uma malha com realimentação que regula o componente v_q para zero por meio de um controlador PI (TEODORESCU *et al.*, 2011).

O diagrama de blocos utilizado para a malha de captura de fase é apresentado na Figura 4.9, nota-se que o PLL recebe como entrada o valor convertido da tensão em quadratura da rede, esse sinal passa por um controlador proporcional integral (PI), de forma a tornar nulo o erro em regime permanente. Esse controlador tem como saída a frequência angular da rede (ω_g), esse sinal é injetado em um integrador para obter em sua saída o ângulo do sinal θ utilizado para alimentar a malha de controle CA com a rede.

4.2.5 Controle de sincronismo CA com a rede

Com a estimação da fase do sinal segue-se com a implementação da lógica de controle que possui três principais funções: sincronização com a rede elétrica, controle das potências ativa/reactiva injetadas na rede e a manutenção dos padrões de qualidade de energia necessários à conexão. A malha de controle com a lógica implementada é apresentada na Figura 4.9, sendo orientada pelos sinais medidos na entrada (V_{CC}) e na saída ($v_{ga,gb,gc}$ e $i_{fa,fb,fc}$) do inversor, resultando em um sinal trifásico de referência ($v_{fa,fb,fc}$) em que é aplicado a lógica PWM para o acionamento das chaves controladas do conversor CC/CA. A conexão do inversor trifásico

com a rede é feita por meio de um filtro série RL passa-baixas, para remoção das componentes de alta frequência geradas pelo processo de chaveamento.



Fonte: Adaptado de (BARROS; BARROS, 2017).

Ao estabelecer uma relação entre as tensões sobre os terminais do filtro chegamos à equação matricial apresentada em (4.15), em que R_f e L_f representam a resistência e a indutância do filtro passa-baixas, i_f a corrente que flui pelo filtro, v_f a tensão na saída do inversor e v_g a tensão no ponto de conexão com a rede CA.

$$\begin{bmatrix} v_{fa} \\ v_{fb} \\ v_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{fa} \\ i_{fb} \\ i_{fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_f & 0 & 0 \\ 0 & L_f & 0 \\ 0 & 0 & L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{fa} \\ i_{fb} \\ i_{fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{ga} \\ v_{gb} \\ v_{gc} \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Aplicando a transformada inversa de Park, para um $\theta = \theta_g$, em que θ_g representa o ângulo da tensão do ponto de conexão com a rede CA obtido através do PLL, obtêm-se as equações (4.16) e (4.17) para as tensões de eixo direto e quadratura, equações estas que são utilizadas

para a implementação da malha de controle. Em que V_g representa a magnitude da tensão do ponto de conexão com a rede CA e ω_g a frequência angular da tensão, definido por $2\pi f_g$. Essa transformação resulta em sinais de corrente contínua, permitindo que o controle da malha de acionamento seja feito por meio de controladores do tipo proporcional integral (PI), para a minimização do erro em regime permanente.

$$v_{fd} = r_f i_{fd} + l_f \frac{d}{dt} i_{fd} - \omega_g l_f i_{fq} + V_g \quad (4.16)$$

$$v_{fq} = r_f i_{fq} + l_f \frac{d}{dt} i_{fq} + \omega_g l_f i_{fd} \quad (4.17)$$

4.3 MODELAGEM DO GERADOR TÉRMICO

Para a modelagem do gerador térmico são apresentados os detalhes das características do gerador síncrono (GS), da malha de controle de tensão de excitação e a malha de controle de velocidade. O sistema de excitação tem como objetivo definir a magnitude da corrente contínua que flui pelo rotor da máquina síncrona, produzindo o campo girante para o gerador. Esse sistema atua controlando a tensão de campo, garantindo a estabilidade do sistema elétrico e a proteção através do atendimento dos limites de capacidade da máquina síncrona (MOURA *et al.*, 2011). A malha de controle de velocidade, por sua vez, é responsável pelo ajuste do suprimento de potência mecânica entregue ao GS.

4.3.1 Gerador Síncrono

Os GSs são máquinas elétricas que operam em velocidade constante, proporcional à frequência da rede elétrica. Podem ser segregados em dois elementos principais, o rotor e o estator. O Rotor consiste na parte girante da máquina, ficando posicionada no seu interior, pelo qual flui a corrente contínua compondo o enrolamento de campo. Do ponto de vista construtivo, o rotor pode ter polos lisos ou salientes. Em sistemas com geração distribuída normalmente são utilizados GSs com rotor de polos lisos, com número de polos igual a 2 ou 4 que operam em velocidades mais elevadas (PERES *et al.*, 2013). O estator é a parte estática mais externa da máquina que consiste no enrolamento de armadura, enrolamento este em que são induzidas as tensões trifásicas fornecidas pelo gerador para a rede.

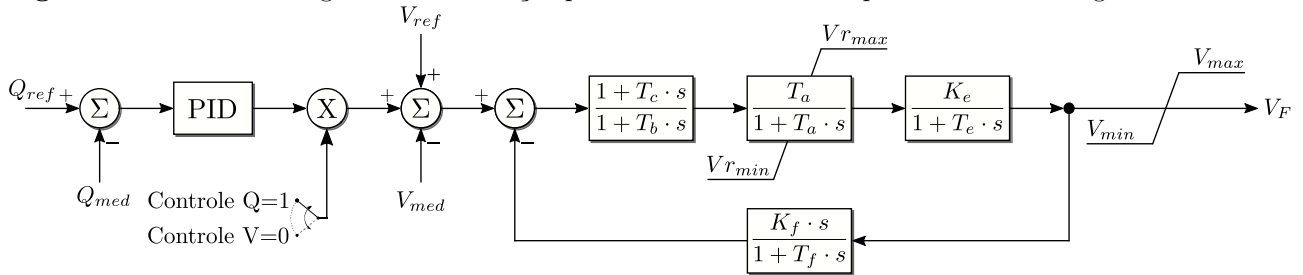
No ATPDraw foi utilizado o modelo de máquina síncrona com resposta dinâmica, esse modelo permite a análise de transitórios mecânicos na máquina através da representação da massa no eixo do gerador. Do ponto de vista elétrico, essa máquina é trifásica, balanceada com os enrolamentos do estator conectados em estrela, permitindo a conexão de uma impedância entre o neutro e o terra. Para o monitoramento e controle da operação do GS podem ser utilizadas variáveis de entrada como potência mecânica e tensão de campo, variáveis de saída como corrente de armadura, tensão CA de saída, velocidade e ângulo do rotor e torque mecânico (RULEBOOK, 2002; MENEZES, 2019).

4.3.2 Controle de Tensão

O sistema de controle de tensão é responsável pela monitoração da tensão do gerador, e atua no sentido de manter a tensão no terminal do gerador dentro de limites pré-estabelecidos, para qualquer condição de carga. Minimizando variações de tensão durante períodos transitórios, garantindo assim uma melhor estabilidade do sistema. Além disso, essa malha de controle permite a definição da potência reativa gerada, e por consequência o seu fator de potência, uma vez que esses fatores são dependentes do nível de excitação do gerador.

As motivações básicas que justificam a necessidade do uso do regulador de tensão para controle da máquina síncrona são: manutenção de tensão constante sob carga; prevenção de sobretensão após rejeição de carga; melhoramento da estabilidade sob carga; melhoramento da estabilidade transitória do sistema elétrico (KUNDUR, 2007).

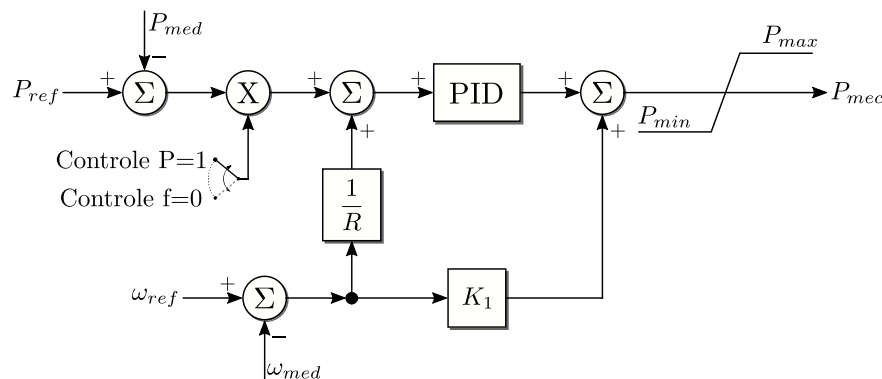
A malha do regulador de excitação implementada para o controle de tensão e potência reativa é apresentada na Figura 4.10, o modelo utilizado é o DC1A do IEEE, apresentado em Society (2016). Para a definição da tensão eficaz nos terminais da máquina síncrona (V_{med}), é feita a amostragem da tensão das três fases e calculado seu valor eficaz médio, após essa amostragem esse valor de tensão passa por um filtro *anti-aliasing* passa-baixas com frequência de corte em 1 kHz. Através de uma *flag* de acionamento, a malha utilizada permite o controle tanto da potência reativa injetada (*flag*=1) quanto da tensão de saída (*flag*=0). Os valores dos parâmetros do regulador de excitação utilizados são apresentados no Apêndice B.

Figura 4.10. Malha do regulador de excitação para controle de tensão e potência reativa do gerador síncrono.**Fonte:** (MENEZES, 2019).

4.3.3 Controle de Velocidade

O sistema de controle de velocidade é responsável pelo ajuste do suprimento de potência mecânica entregue ao eixo do grupo máquina primária-gerador, seu acionamento depende da intensidade da potência ativa demandada nos terminais do gerador. Esse sistema atua no sentido de aumentar ou reduzir a potência fornecida pelo grupo de geração quando sua velocidade ou frequência se distancia da sua velocidade nominal. Devido à sua natureza mecânica, o regulador de velocidade possui um tempo de resposta de atuação mais elevado quando comparado ao regulador de tensão, isso está associado fundamentalmente à ação final sobre as turbinas (MOURA *et al.*, 2011).

A malha do regulador de velocidade para controle de frequência e potência ativa é ilustrado na Figura 4.11, o modelo utilizado é baseado no modelo genérico do IEEE, apresentado em Committee (2013). De forma similar, esta malha permite, através de um *flag* de acionamento, o controle da frequência do gerador (*flag*=0) e da injeção de potência ativa na rede (*flag*=1). Os valores dos parâmetros utilizados são apresentados no Apêndice B.

Figura 4.11. Malha do regulador de velocidade para controle de frequência e potência ativa do gerador síncrono.**Fonte:** (MENEZES, 2019).

APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo são apresentadas as análises dos resultados para a avaliação do desempenho da operação dos geradores distribuídos e a atuação das funções de proteção de anti-ilhamento perante diferentes situações. A metodologia de análise se inicia com análises de regime transitório, através da apresentação dos resultados provenientes das simulações dos geradores fotovoltaico e térmico de forma isolada, avaliando seu comportamento perante perturbações no sistema.

Posteriormente são apresentados os resultados das funções de proteção anti-ilhamento realizadas no sistema de distribuição com os dois tipos de geradores distribuídos instalados simultaneamente. Adicionalmente é apresentado pontualmente um resultado de análise de sensibilidade paramétrica, através de múltiplas simulações para avaliação do impacto de fatores do sistema na operação dos geradores e das funções de proteção.

5.1 SIMULAÇÃO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

5.1.1 Temperatura e irradiância constante

A primeira análise apresentada consiste na operação em regime permanente do gerador fotovoltaico, conectado à barra 19 da rede elétrica, ilustrada na Figura 4.1, operando com uma temperatura constante de 25°C e uma irradiância de 1000 W/m^2 . Nas simulações realizadas nesse trabalho, utilizou-se dados reais do painel do modelo CS6U 340P da Canadian Solar, a Tabela 5.1 apresenta os parâmetros fornecidos pelo *datasheet* do fabricante.

Nota-se que os parâmetros a , R_p e R_s necessários para equacionamento da corrente gerada pelo painel não são fornecidos pelo fabricante, uma vez que são uma representação teórica para a sua modelagem. No método utilizado para definição desses parâmetros, assume-se que dado um determinado valor de a existe apenas um par de valores de R_p e R_s em que a potência

máxima do modelo será igual à potência máxima fornecida conforme o *datasheet*.

Dessa forma, através do equacionamento para a máxima potência fornecida encontra-se o valor de R_p considerando inicialmente um valor nulo de R_s . Posteriormente por meio de um processo iterativo determina-se o valor de R_s pela minimização do erro da potência máxima calculada em relação à potência determinada pelo *datasheet*. Finalizado esse processo todos os parâmetros necessários para a modelagem do arranjo de painéis fotovoltaicos estão definidos.

Tabela 5.1. Dados do *datasheet* do fabricante do painel.

Parâmetro	Valor
I_{mp}	9,05 A
V_{mp}	37,6 V
P_{max}	340 W
I_{sc}	9,62 A
V_{oc}	45,9 A
K_v	-0,31 %/°C
K_i	0,05 %/°C
N_s	72

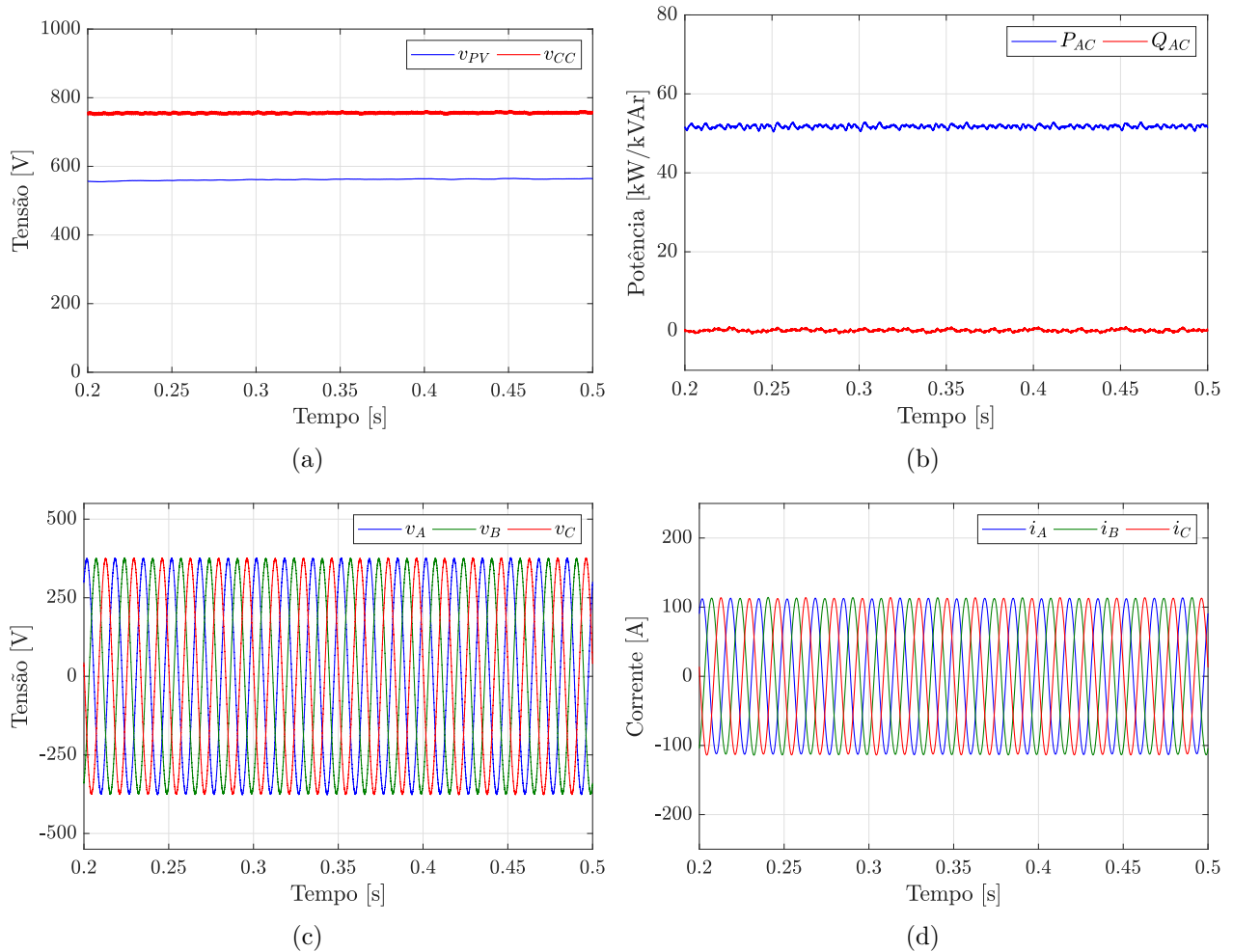
Fonte: (CANADIAN SOLAR, 2021).

Destaca-se que na Figura 5.1 foi suprimido um período transitório de inicialização que ocorre até 200ms, referente ao tempo de convergência do sistema, nesse período estão ocorrendo dois processos em paralelo, a sincronização do inversor com a rede elétrica pelo PLL bem como pela malha de controle com a rede CA e a inicialização do algoritmo do rastreamento do ponto de máxima potência de condutância incremental com passo variável, que através da variação da razão cíclica do conversor *Boost* busca o ponto de operação de máxima geração de potência.

A Figura 5.1(a) apresenta as tensões CC do gerador, onde v_{PV} representa a tensão nos terminais do arranjo dos painéis fotovoltaicos e v_{CC} a tensão, com nível mais elevado, da saída do conversor *Boost*, que altera a tensão nos terminais dos painéis para maximização da potência, com base na tensão do barramento CC, definida pelo inversor trifásico. A Figura 5.1(b) ilustra o perfil da potência ativa (P_{AC}) e reativa (Q_{AC}) injetada na rede elétrica, em que foi configurado a operação do controle de potência para um fator de potência próximo ao unitário, fornecendo em regime permanente $P_{AC} = 52 \text{ kW}$ e $Q_{AC} = 0,5 \text{ kVAr}$.

As Figuras 5.1(c) e 5.1(d) apresentam respectivamente as tensões e correntes CA no ponto de conexão do inversor trifásico com a rede. Nessas figuras também foi suprimido o período

Figura 5.1. (a) Tensões CC (b) Potências injetadas na rede (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do inversor.

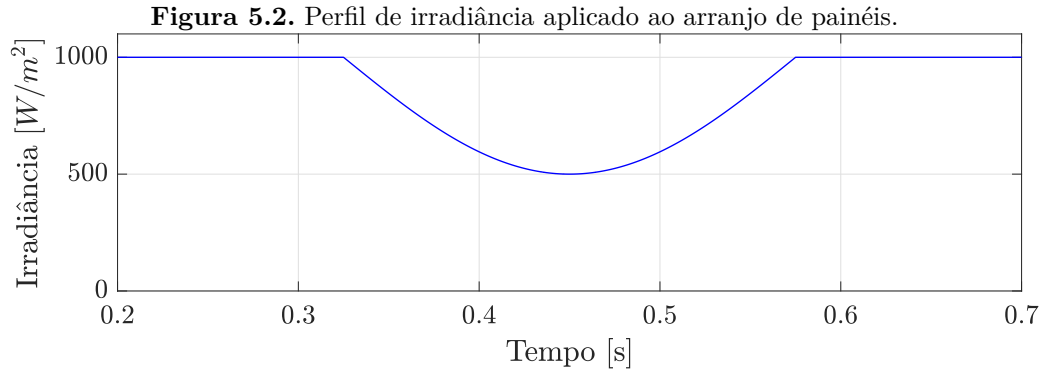


Fonte: Autoria Própria.

transitório inicial em que há a sincronização com a rede elétrica. Em seguida, observa-se em regime permanente uma operação equilibrada, ressalta-se também a correta operação do filtro passa-baixas do tipo RL, responsável pela eliminação das componentes de alta frequência oriundas do processo de chaveamento do inversor.

5.1.2 Irradiância variável

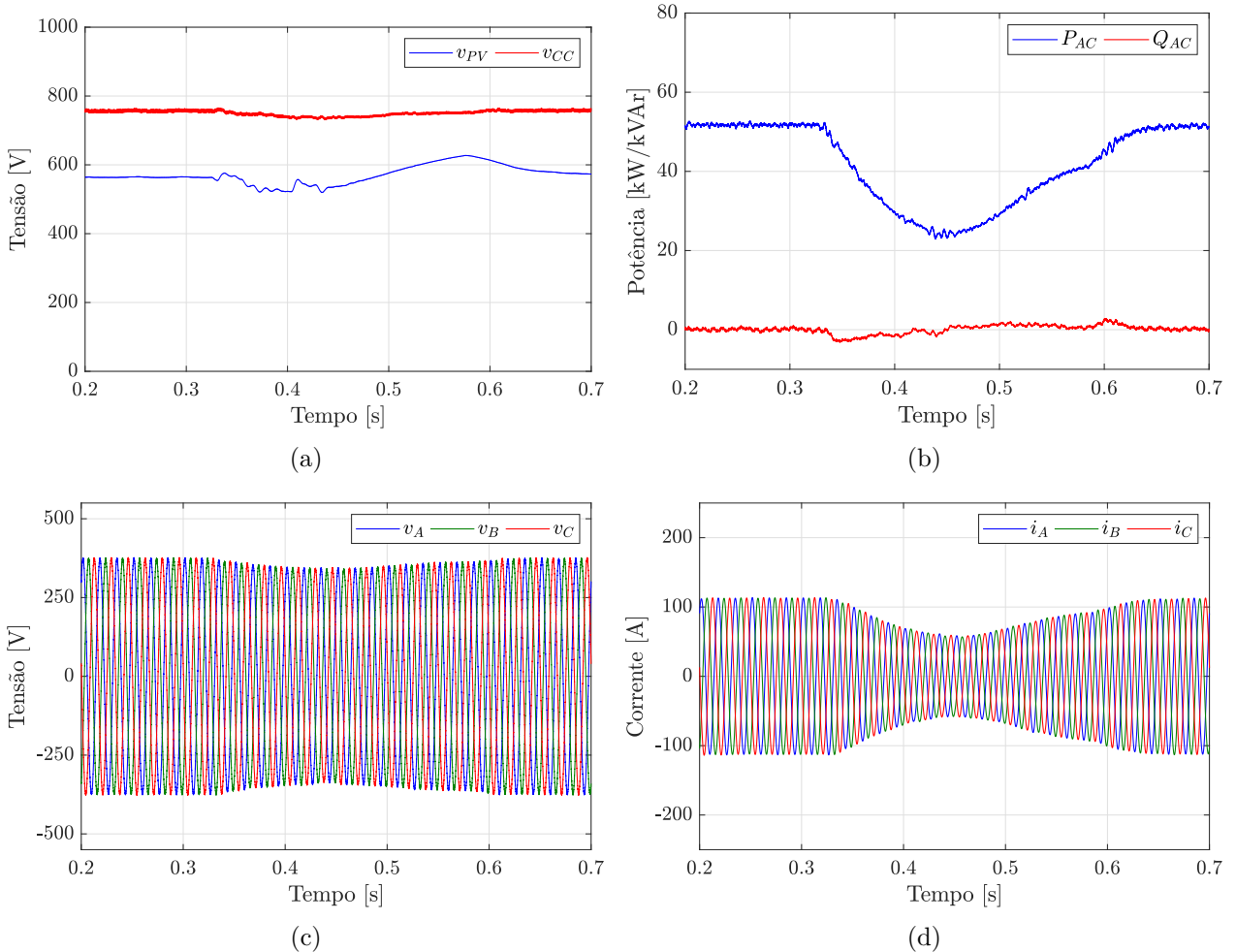
A segunda análise apresentada consiste na avaliação da influência da variação da irradiação na operação do gerador fotovoltaico conectado à rede. Para isso foi aplicada uma temperatura constante de 25°C e um perfil de irradiação que varia entre 1000 e 500 W/m^2 , conforme ilustrado na Figura 5.2, os resultados obtidos são apresentados na Figura 5.3.



Fonte: Autoria Própria.

A Figura 5.3(a) ilustra o comportamento das tensões CC do gerador, pode-se verificar que não houve variação significativa da tensão do barramento CC (v_{CC}), uma vez que esta é controlada pelo inversor. Por outro lado verifica-se uma alteração da tensão nos terminais do arranjo de painéis, isso se deve à operação do algoritmo de rastreamento do MPPT, que está

Figura 5.3. (a) Tensões CC (b) Potências injetadas na rede (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do inversor.



Fonte: Autoria Própria.

controlando essa relação entre as tensões por meio da definição da razão cíclica do conversor.

A Figura 5.3(b) ilustra o comportamento das potências injetadas na rede, pode-se verificar que a variação da irradiância tem uma relação diretamente proporcional com a potência ativa injetada (P_{AC}), que conforme esperado passa de valores de 52 kW com $1000 W/m^2$ para 25 kW com $500 W/m^2$, enquanto que verifica-se uma variação menos significativa da potência reativa.

Por fim, as Figuras 5.3(c) e 5.3(d) apresentam o perfil da tensão e corrente nos terminais do inversor, nota-se uma leve redução dos níveis de tensão, seguindo o comportamento da curva de irradiância, enquanto que observa-se uma redução mais significativa dos níveis de corrente injetada pelo gerador, resultando assim, através do produto dessas duas grandezas, em uma redução da potência gerada.

5.1.3 Curto-circuito monofásico

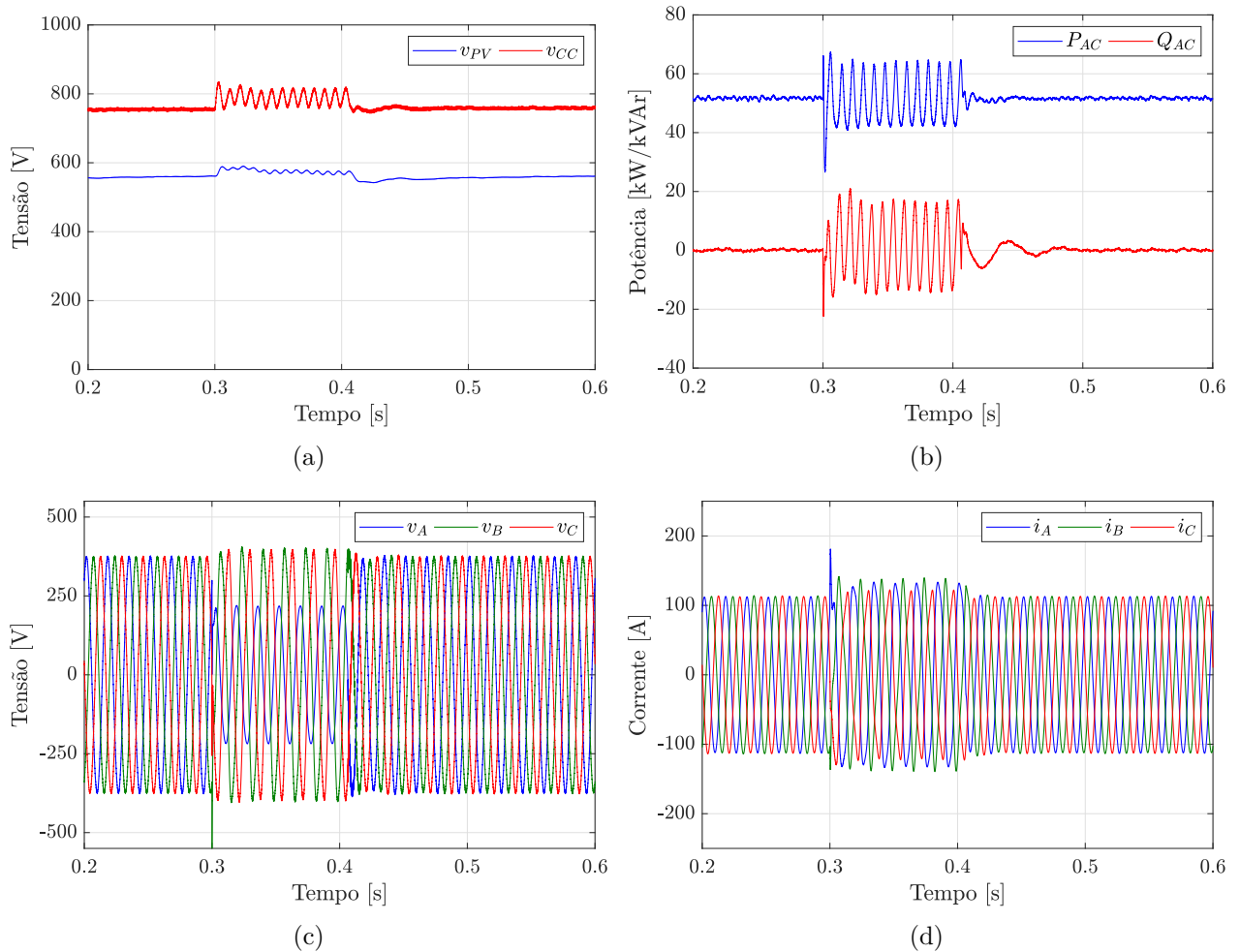
A seguir é apresentado o resultado da simulação de um curto-circuito monofásico com resistência de falta de $R_F = 1 \Omega$, que ocorre entre 300 e 400 ms no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com a rede. Ressalta-se que dessa seção em diante, todos os resultados apresentados contém irradiância e temperatura constantes de $1000 W/m^2$ e $25^\circ C$ respectivamente.

Na Figura 5.4(a) são apresentadas as tensões CC do conversor, verifica-se que ambas tensões possuem um comportamento oscilatório durante a falta. Essas oscilações ocorrem pois a malha de controle foi projetada considerando a premissa de que o sistema é equilibrado, no entanto na ocorrência de eventos assimétricos, como o curto-circuito monofásico, são geradas componentes de 120 Hz decorrentes do produto senoidal desequilibrado na Transformada de Park.

Adicionalmente verifica-se uma elevação dos valores médios das tensões CC durante o curto-circuito, isso se deve pois há uma limitação da transferência de potência pelo inversor, enquanto que a potência fornecida pelo painel é mantida praticamente constante pela irradiância constante e pela operação do MPPT. Essa diferença entre as potências que entram e que saem do capacitor no barramento CC faz com que esse equipamento absorva mais energia, provocando um aumento da tensão em seus terminais.

Na Figura 5.4(b) é apresentado o comportamento das potências injetadas na rede, pode-se verificar as mesmas componentes alternadas de 120 Hz tanto na potência ativa quanto na

Figura 5.4. (a) Tensões CC (b) Potências injetadas na rede (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do inversor.



Fonte: Autoria Própria.

reativa, justificado pelo motivo apresentado anteriormente. A Figura 5.4(c) apresenta o comportamento da tensão nos terminais do inversor, verifica-se uma subtensão na fase A e essa tensão não chega a ser nula uma vez que não foi simulado um curto-circuito franco, em contrapartida verifica-se uma leve sobretensão nas fases B e C . Por fim a Figura 5.4(d) apresenta as correntes injetadas pelo gerador fotovoltaico, nota-se uma leve sobrecorrente no período em que ocorre a falta, esse acréscimo da corrente é uma característica marcante de geradores interfaceados por conversores chaveados, que possuem uma contribuição de curto-circuito limitada.

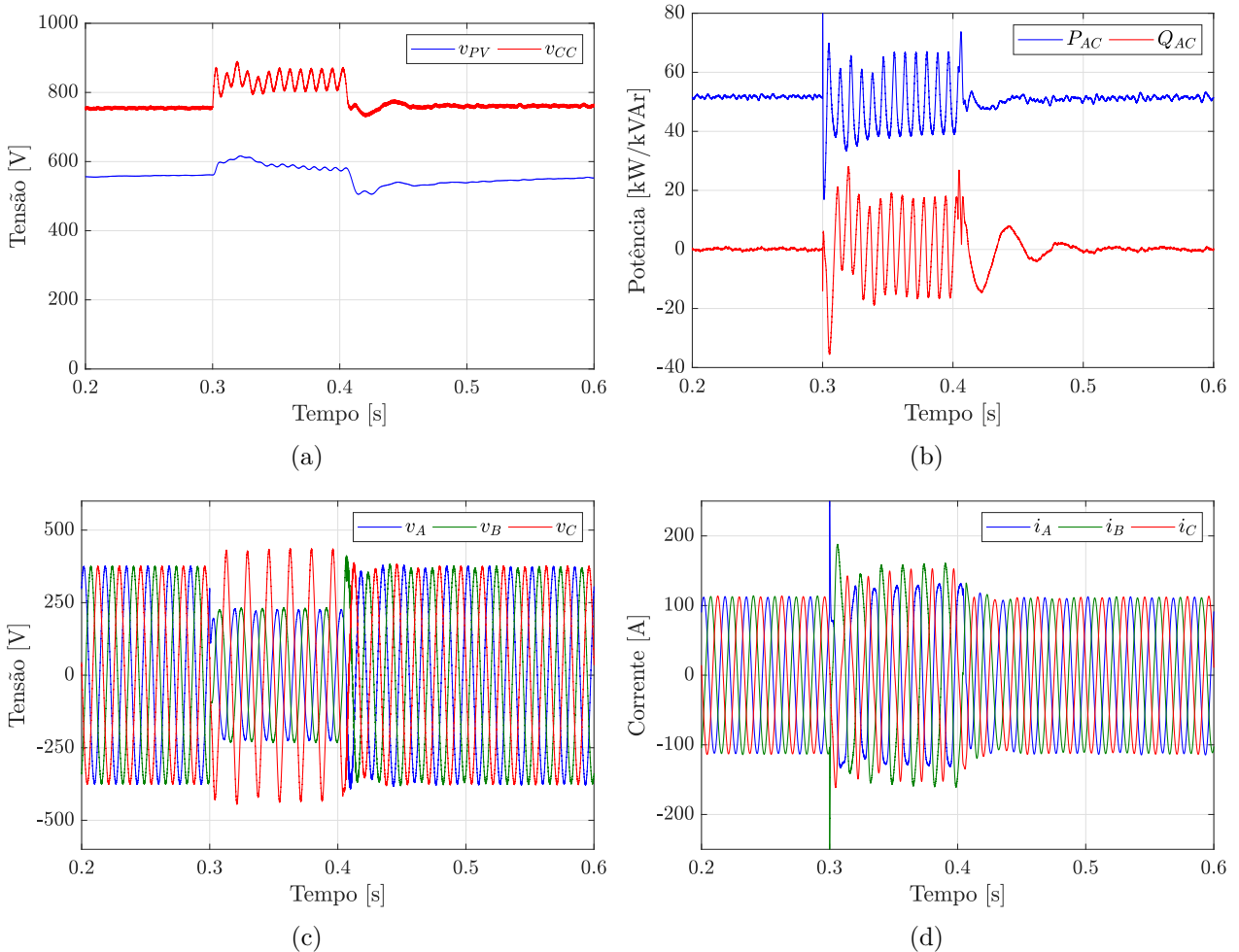
5.1.4 Curto-circuito bifásico-terra

Na sequência são apresentados os resultados da operação do gerador fotovoltaico para um curto-circuito bifásico com uma resistência de falta de $R_F = 1 \Omega$ para o terra, essa falta

ocorre entre 0,3 e 0,4s no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com a rede elétrica. Na Figura 5.5(a) são apresentadas as tensões CC do conversor, em que também pode-se verificar o comportamento oscilatório das tensões durante a falta, entretanto pelo fato do curto bifásico ter uma transferência de potência superior ao monofásico, as tensões CC possuem um valor médio superior ao do curto monofásico. De forma similar, analisando a Figura 5.5(b), observam-se as mesmas oscilações nas potências injetadas, porém com magnitude superior à da falta monofásica, pelo mesmo motivo apresentado anteriormente.

Na Figura 5.5(c) é apresentado o comportamento das tensões nos terminais do inversor, verifica-se uma subtensão nas fases A e B , sendo que essa tensão não chega a ser nula uma vez que não foi simulado uma falta com resistência nula para o terra, por outro lado observa-se uma leve sobretensão na C . Por fim na Figura 5.5(d) apresenta-se as correntes injetadas na rede,

Figura 5.5. (a) Tensões CC (b) Potências injetadas na rede (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do inversor.



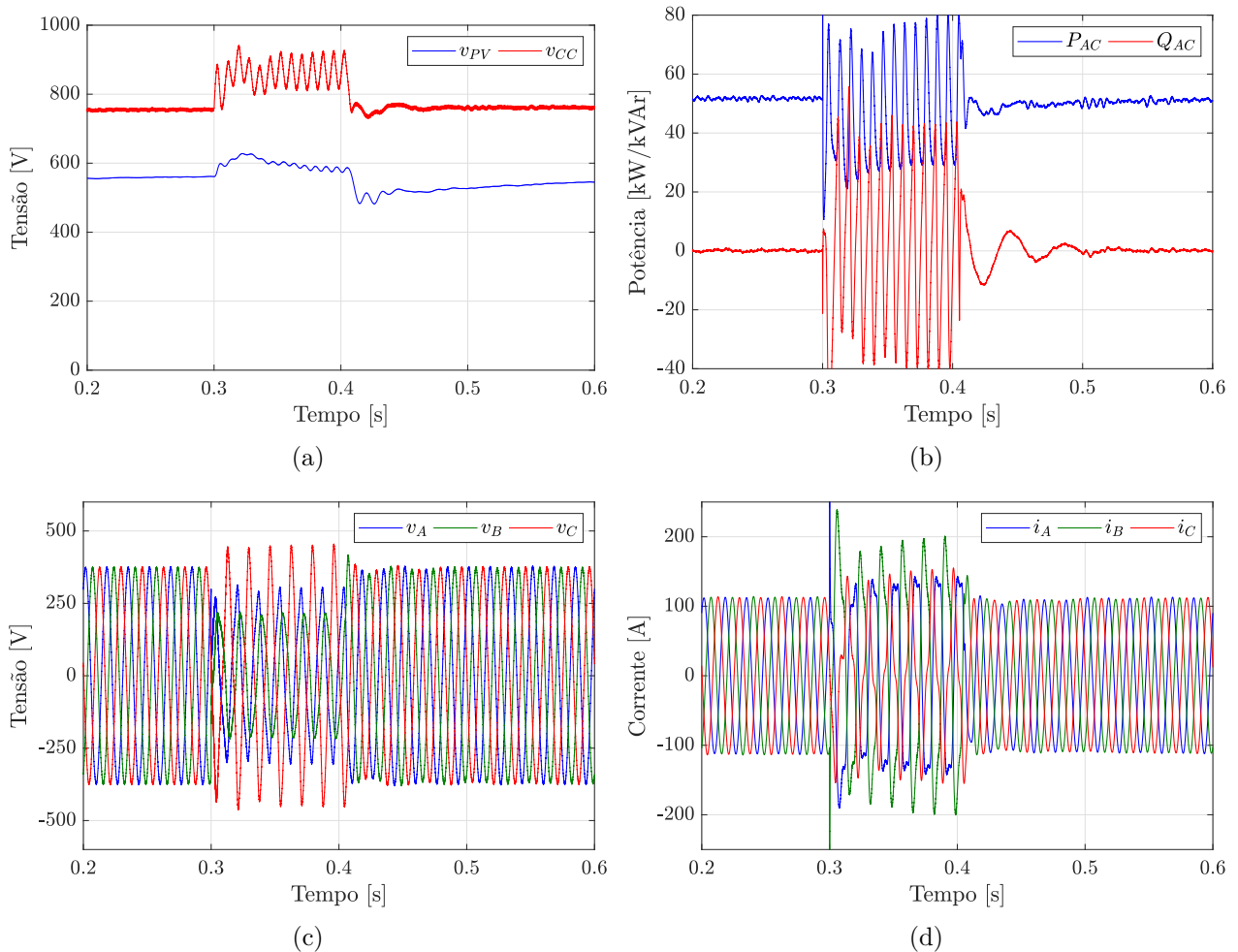
Fonte: Autoria Própria.

mesmo que com magnitudes não tão significativas, notam-se níveis de corrente mais elevados quando comparados ao do curto-circuito monofásico.

5.1.5 Curto-circuito bifásico

Na Figura 5.6 são ilustrados os resultados da operação do gerador fotovoltaico para um curto-circuito bifásico com uma resistência de falta de $R_F = 1 \Omega$ entre as fases. Essa falta ocorre entre 300 e 400 ms no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com a rede elétrica. Analisando as Figuras 5.6(a) e 5.6(b), que apresentam as tensões CC do conversor e as potências injetadas na rede, verifica-se um resultado muito similar ao obtido para o curto-circuito bifásico terra, entretanto, verificam-se oscilações mais acentuadas durante a ocorrência da falta, oriundas da operação desequilibrada desse tipo de falta e de sua maior transferência de potência.

Figura 5.6. (a) Tensões CC (b) Potências injetadas na rede (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do inversor.



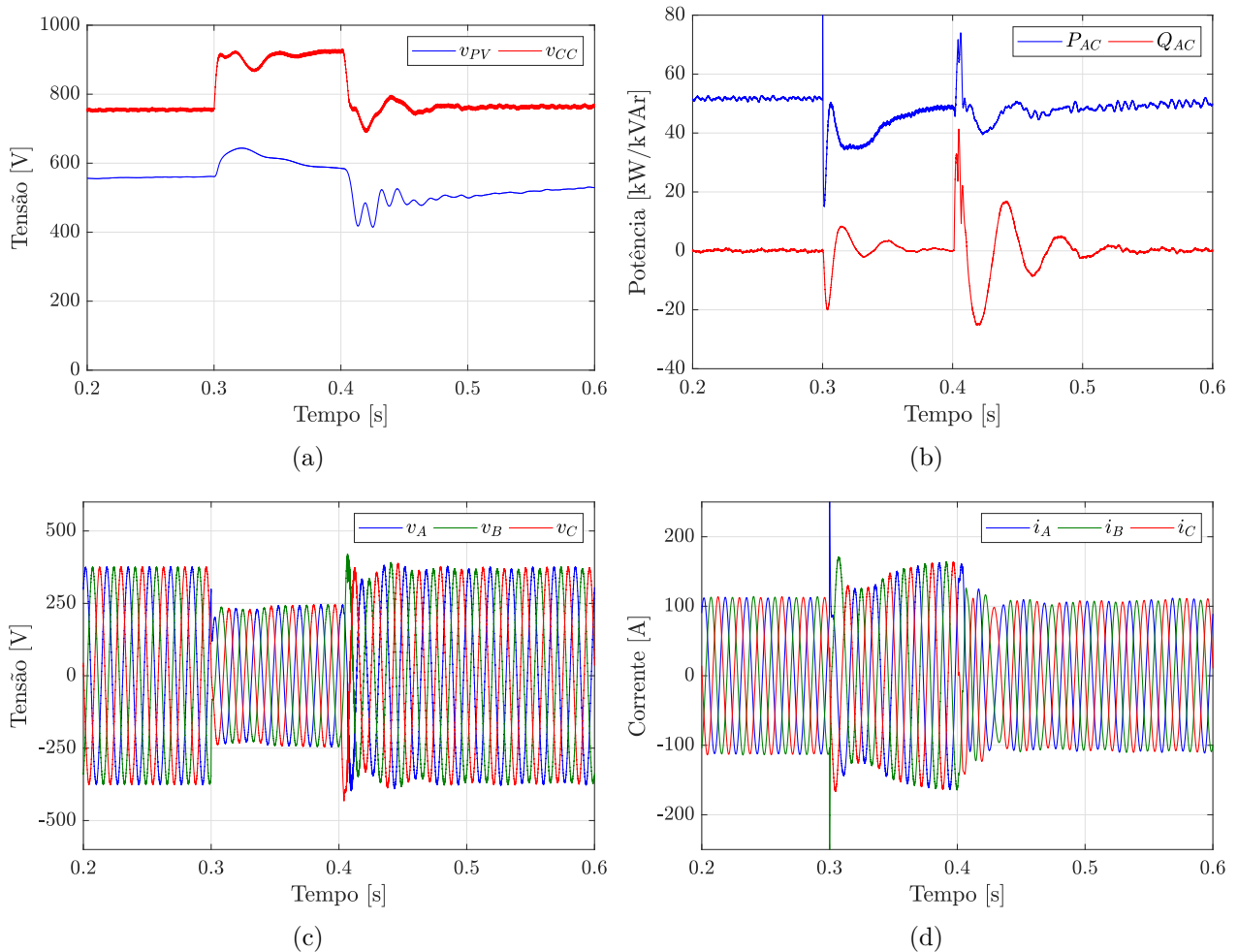
Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 5.6(c) é apresentado o comportamento das tensões nos terminais do inversor, verifica-se uma subtensão nas fases A e B e uma leve sobretensão na C . Por fim a Figura 5.6(d) apresenta as correntes injetadas na rede notam-se níveis de corrente mais elevados quando comparados ao do curto-circuito bifásico terra.

5.1.6 Curto-circuito trifásico

O último curto-circuito simulado para o gerador fotovoltaico é o trifásico, que também ocorre entre 300 e 400 ms no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com a rede elétrica, com uma resistência de falta de $R_F = 1 \Omega$. Na Figura 5.7(a) são apresentadas as tensões CC do conversor, nota-se que durante o curto-circuito ocorre uma elevação das tensões, devido ao armazenamento de energia nos capacitores do barramento CC. Verifica-se uma maior elevação

Figura 5.7. (a) Tensões CC (b) Potências injetadas na rede (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do inversor.



Fonte: Autoria Própria.

dessa tensão para as falta trifásica devido à sua maior severidade, adicionalmente não são verificadas as componentes oscilatórias uma vez que esse tipo de curto-circuito é simétrico.

A Figura 5.7(b) apresenta as potências fornecidas pelo gerador, nota-se uma redução da potência ativa gerada durante a falta e, pelo mesmo motivo apresentado anteriormente, não são verificadas as componentes oscilatórias nas potências injetadas. Adicionalmente, após a extinção da falta, verifica-se um período transitório de convergência do controle de sincronismo com a rede CA e do MPPT, até a convergência para o valor de regime permanente.

Na Figura 5.7(c) é apresentado o comportamento da tensão nos terminais do inversor, verifica-se uma subtensão nas três fases, sendo que essa tensão não chega a ser nula uma vez que não foi simulado um curto-circuito com resistência nula para o terra. Por fim, na Figura 5.7(d) são apresentadas as correntes injetadas na rede, que quando comparada aos outros curto-circuitos, possui magnitude mais elevada.

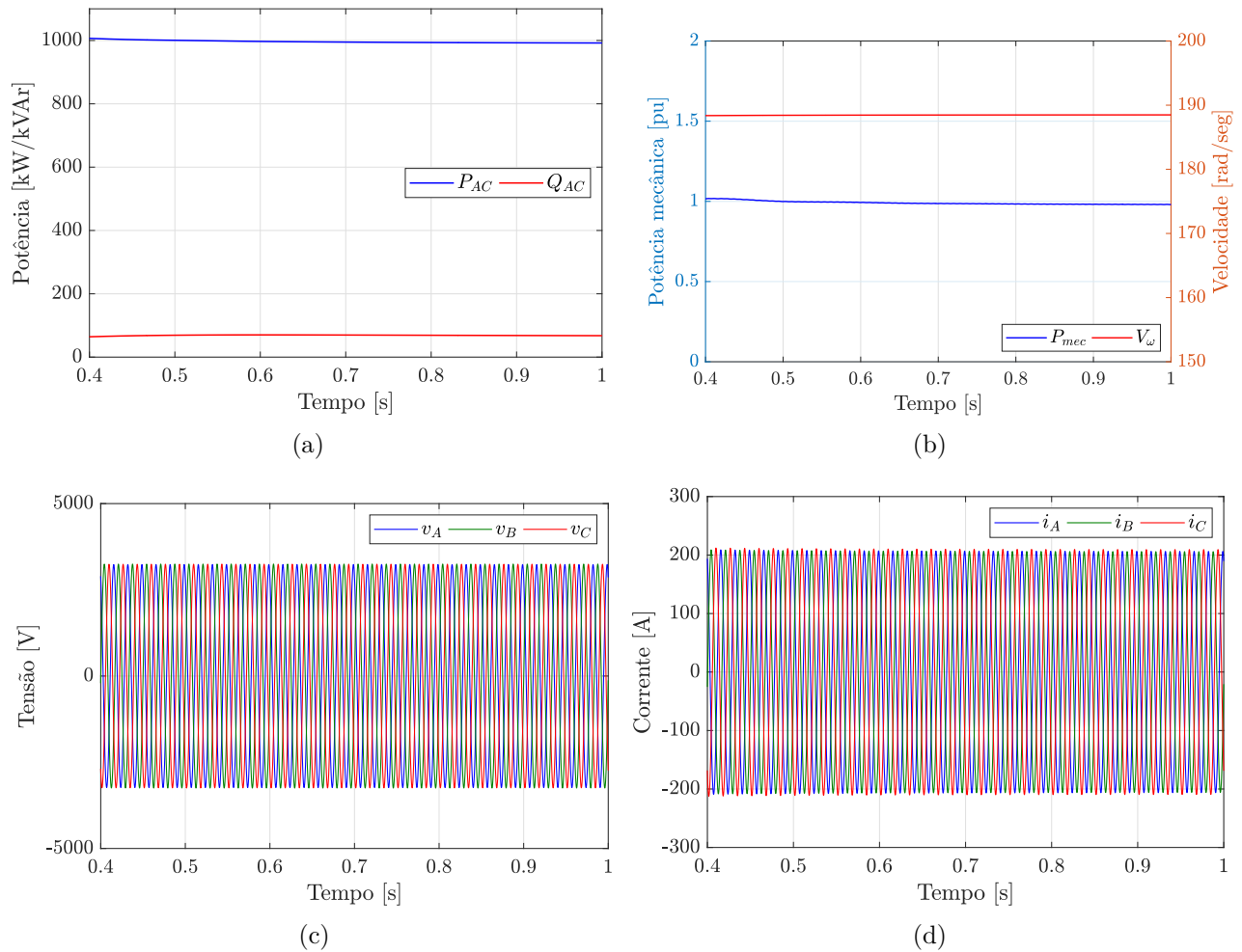
5.2 SIMULAÇÃO DO GERADOR TÉRMICO

5.2.1 Operação normal

Na sequência são apresentados os resultados para a operação em regime permanente do GD térmico conectado através do GS na barra 134 da rede elétrica, ilustrada na Figura 4.1. Na Figura 5.8 são apresentados os detalhes dessa operação, vale destacar que foram suprimidos os 400 ms iniciais de simulação, referentes à convergência das malhas de controle de tensão e de velocidade para o sincronismo com a rede.

Verifica-se que o gerador injeta em regime permanente 1000 kW e 65 kVAr, operando assim próximo do fator de potência unitário. Na Figura 5.8(b) é ilustrada a potência mecânica fornecida ao GS, nota-se que este valor estabiliza-se próximo de 1 pu em regime permanente. Adicionalmente, observa-se a velocidade do rotor da máquina síncrona, vale destacar que esse gerador opera em uma velocidade de 1800 rpm, equivalente a 188,5 rad/s, uma vez que possui 4 polos e uma frequência de 60 Hz. Por fim, nas Figuras 5.8(c) e 5.8(d) são apresentados, respectivamente, os sinais de tensão nos terminais da máquina e as correntes injetadas na rede, em que pode-se verificar uma operação equilibrada em regime permanente.

Figura 5.8. (a) Potências injetadas na rede (b) Potência mecânica e velocidade (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do GS.



Fonte: Autoria Própria.

5.2.2 Curto-circuito monofásico

Em seguida é apresentado o comportamento do GS perante um curto-circuito monofásico transitório na fase A , que ocorre entre 600 e 700 ms, nos terminais do estator com uma resistência de falta de $R_F = 1 \Omega$ para o terra, na Figura 5.9 é apresentado o comportamento do GS perante essa falta.

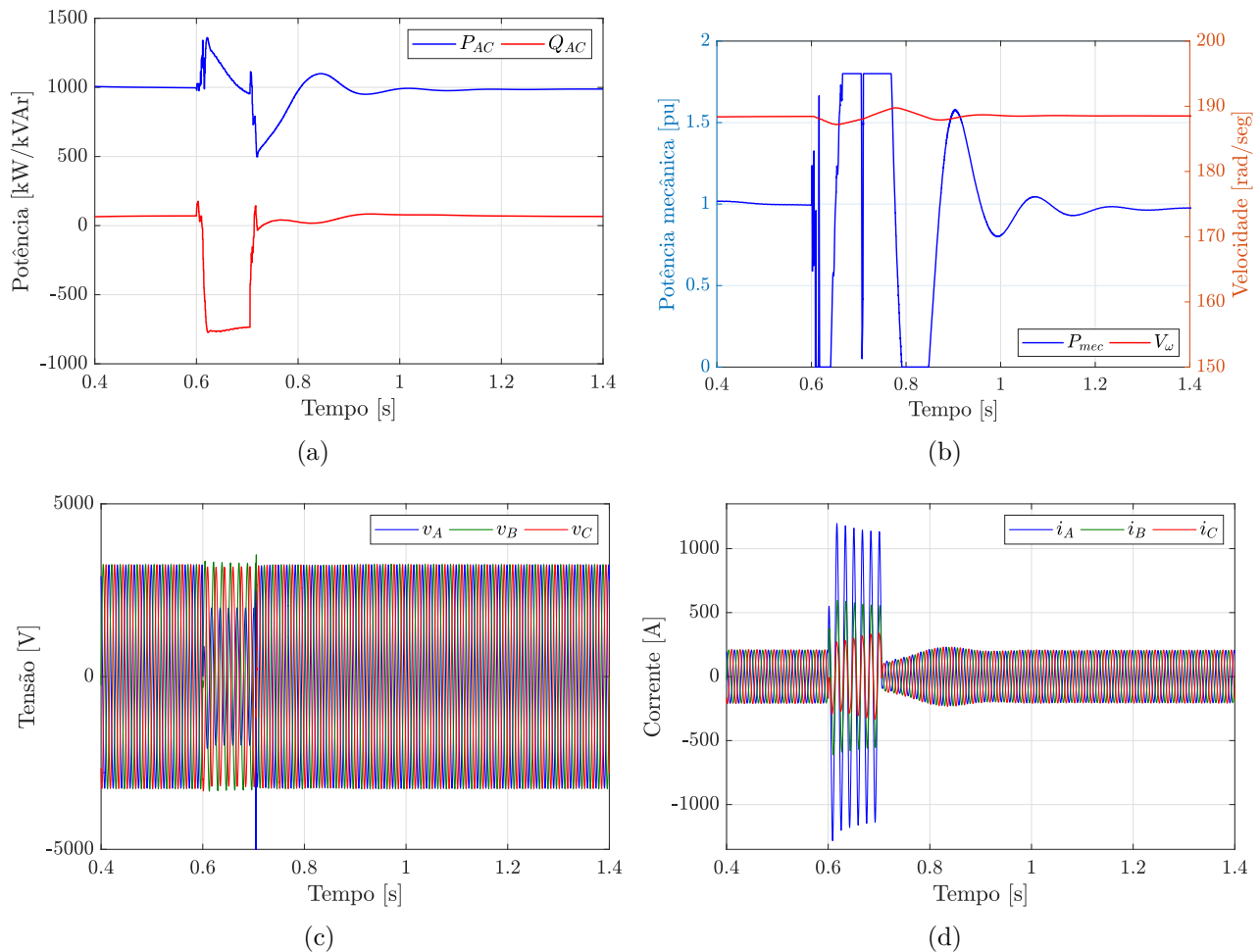
Verifica-se que durante a falta, ocorre uma elevação da potência ativa e uma redução da potência reativa, de tal forma que nesse instante a máquina passa a absorver reativo. O aumento da injeção de potência ativa durante o curto está relacionado a um aumento da corrente mais significativo do que a redução da tensão. Para os casos de um curto-circuito franco, a tensão nos terminais da máquina fica tão reduzida que a potência injetada é inferior à nominal, porém

quando há uma resistência de falta maior, a tensão reduz, mas de uma forma menos significativa.

Na Figura 5.9(b) pode-se verificar o comportamento da potência mecânica que atua no sentido de contrapor a variação de potência elétrica com o curto-circuito, vale ressaltar que a malha de controle de velocidade possui saturadores uma vez que o fornecimento de potência mecânica pela máquina primária é limitado. Adicionalmente, notam-se variações na velocidade angular do rotor nos momentos em que ocorrem saturações da potência mecânica, seja inferior ou superior, provocando assim respectivamente desacelerações e acelerações.

Por fim pode-se verificar nas Figuras 5.9(c) e 5.9(d), que durante o curto circuito ocorre uma subtensão na fase *A* e uma sobrecorrente desequilibrada, assumindo valores mais significativos na fase faltosa. Vale destacar o tempo de resposta mais lento das malhas de controle que atuam no sentido de regressar ao ponto de operação normal após a extinção da falta transitória.

Figura 5.9. (a) Potências injetadas na rede (b) Potência mecânica e velocidade (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do GS.



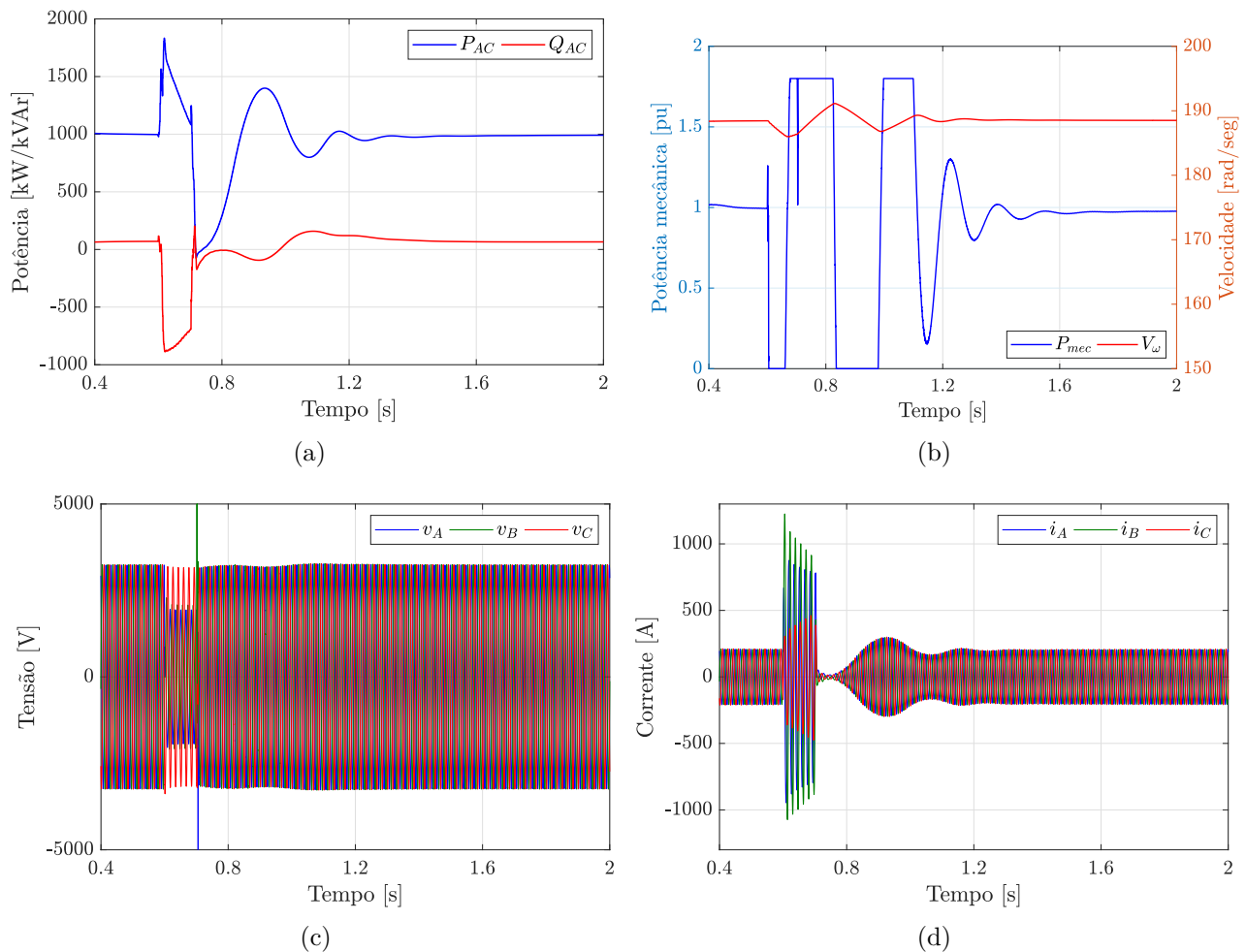
Fonte: Autoria Própria.

5.2.3 Curto-circuito bifásico-terra

Na Figura 5.10 é apresentada a operação do GS perante um curto-circuito bifásico terra que ocorre entre 600 e 700 ms, nas fases *A* e *B*, com uma resistência de falta de $R_F = 1 \Omega$ no ponto de conexão do GS com a rede. Verifica-se que o resultado obtido é muito similar ao da falta monofásica, porém com variações e oscilações mais elevadas, devido à maior transferência de potência para esse tipo de falta.

Analisando a Figura 5.10(a), observa-se que durante o curto-circuito há uma elevação da injeção de potência ativa na rede, devido ao aumento da corrente aliado a uma subtensão, além disso, nota-se uma inversão no sentido do fluxo de potência reativa, durante a falta o gerador passa a absorver reativo. Na Figura 5.10(b) pode-se perceber uma maior oscilação da potência mecânica que fica saturada em intervalos de tempo mais elevados, provocando assim variações

Figura 5.10. (a) Potências injetadas na rede (b) Potência mecânica e velocidade (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do GS.



Fonte: Autoria Própria.

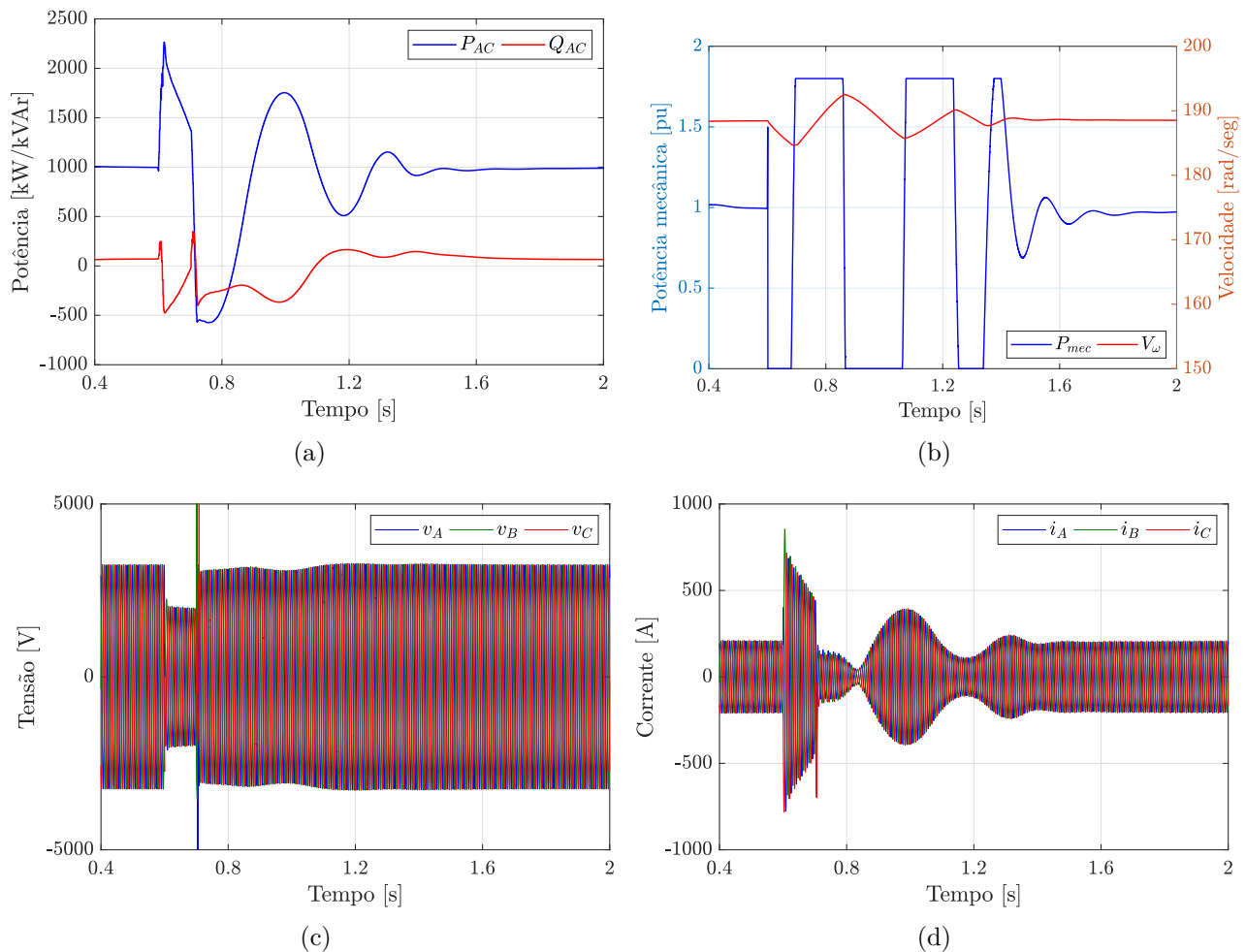
mais significativas da velocidade angular do rotor.

Por fim, durante o curto-circuito, observa-se uma subtensão nas duas fases faltosas, conforme ilustrado na Figura 5.10(c). Na Figura 5.10(d) pode-se observar uma sobrecorrente mais significativa nas fases *A* e *B*, no regime de pós falta verifica-se uma maior oscilação e um tempo mais elevado para retornar ao regime permanente quando comparado à falta monofásica.

5.2.4 Curto-circuito trifásico

A operação do GS perante uma falta trifásica é apresentada na Figura 5.11, essa falta ocorre no ponto de acoplamento com a rede, entre 600 e 700 ms com uma resistência de falta de $R_F = 1 \Omega$. Verifica-se um aumento mais expressivo da potência injetada durante a falta,

Figura 5.11. (a) Potências injetadas na rede (b) Potência mecânica e velocidade (c) Tensões no ponto de conexão com a rede (d) Correntes injetadas na rede, medidas na saída do GS.



Fonte: Autoria Própria.

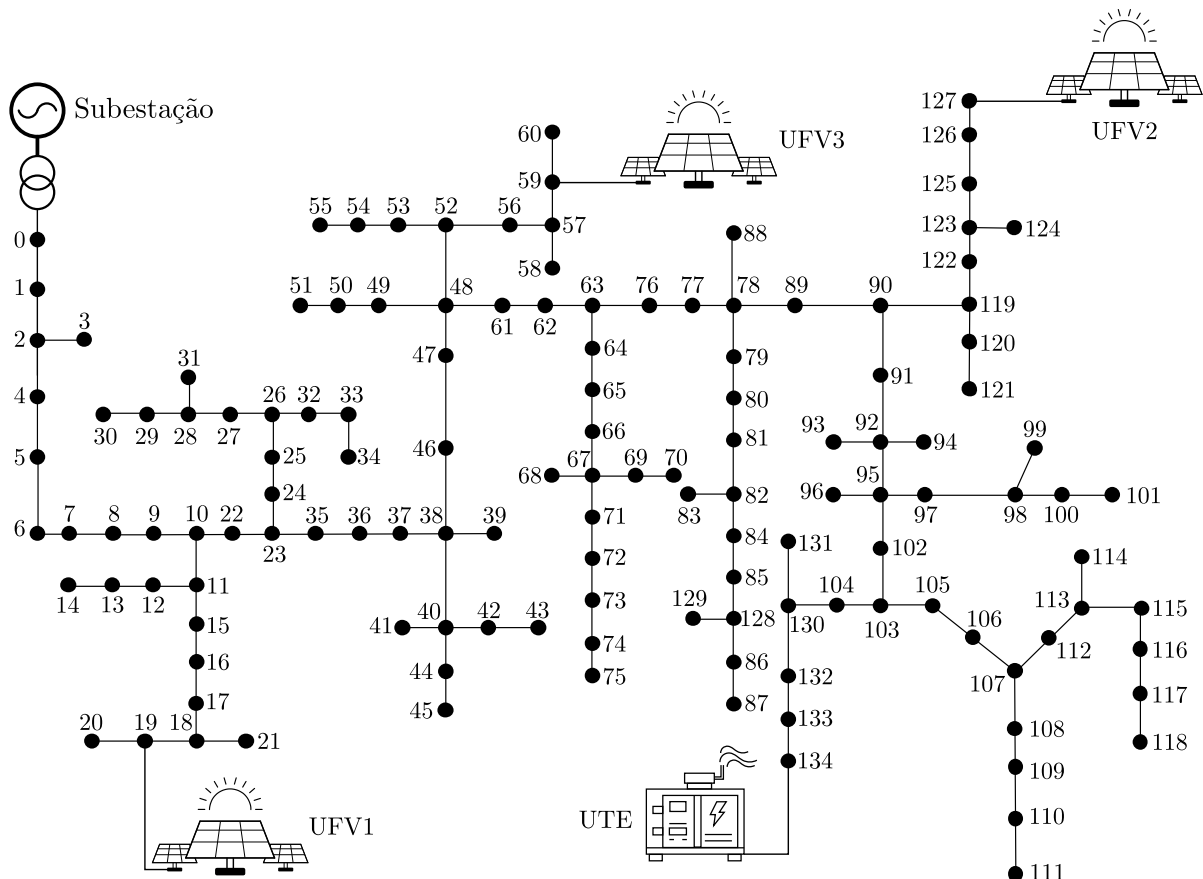
que chega a assumir valores superiores à 2 pu, destaca-se que sua oscilação é mais significativa, fazendo com que, em alguns instantes, o GS absorvesse potência ativa.

Como consequência da maior potência da falta trifásica, observam-se oscilações mais significativas nas potências injetadas, na potência mecânica da máquina primária e na velocidade angular do rotor. Na Figura 5.11(c) verifica-se uma subtensão equilibrada durante a falta, enquanto que na Figura 5.11(d) observa-se uma sobrecorrente nas três fases, seguido de um comportamento oscilatório referente ao tempo de resposta das malhas de controle do gerador.

5.3 CARACTERÍSTICAS DA REDE AVALIADA

No sistema de distribuição analisado foram conectados três geradores fotovoltaicos e um gerador térmico, conforme ilustrado na Figura 5.12. O primeiro gerador fotovoltaico (UFV1) possui uma potência de 36,7 kW, e é acoplado na rede de baixa tensão derivada de um transfor-

Figura 5.12. Diagrama unifilar do sistema de potência avaliado com os geradores distribuídos.



Fonte: Adaptado de (RODRIGUESFARIA *et al.*, 2021).

mador de 75 kVA conectado na barra 19. O segundo gerador fotovoltaico (UFV2) possui uma potência de 44,5 kW, e está conectado à rede de baixa tensão derivada de um transformador de 112,5 kVA conectado na barra 127. O terceiro gerador fotovoltaico (UFV3) possui uma potência de 58,9 kW e está conectado à rede de baixa tensão derivada de um transformador de 112,5 kVA na barra 59. Por fim o gerador térmico (UTE) que possui uma potência de 1.000 kW é conectado na rede de distribuição através de um transformador próprio para injeção de potência na barra 134. Na Tabela 5.2 é apresentado um resumo das potências ativa e reativa injetadas por cada gerador em regime permanente.

Tabela 5.2. Potências dos GDs em regime permanente.

GD	P [kW]	Q [kVAr]
UFV1	36,7	0,2
UFV2	44,5	0,4
UFV3	58,9	0,4
UTE	1000	64,2

Fonte: Autoria Própria.

Visando uma representação mais fidedigna com a prática, a conexão dos geradores fotovoltaicos foi feita em uma rede de distribuição secundária derivada de um transformador 13,8kV/380V com conexão Dyn1 (Delta do lado de alta tensão, estrela aterrada do lado de baixa tensão, com defasagem de 30°). Essa rede consiste em quatro condutores do tipo 1/0 AWG dispostos de forma vertical, na qual foram conectadas as cargas cujo valor da impedância foi transferido do equivalente da média para a baixa tensão.

Para os quatro geradores distribuídos foram implementadas as funções de proteção anti-ilhamento de sub/sobretensão (27/59), sub/sobrefrequência (81U/O), taxa de variação da frequência (81R) e salto de vetor (78). A parametrização dessas funções é apresentada na Tabela 5.3, conforme limites estipulados pela norma Committee (2018), com complementação da atuação instantânea da função 81U/O para uma banda de 10% da frequência nominal. Vale ressaltar que para a implementação da função 81R foi implementada uma janela de média móvel de 200 ms, contendo oito amostras por ciclo fundamental. Adicionalmente, no processo da estimação da frequência, com o intuito de diminuir a probabilidade de erro de estimação para valores espúrios de tensão, foi definida uma banda superior e inferior de medição de 50%, ou seja a faixa de frequência para a medição é de 30 a 90 Hz.

Tabela 5.3. Parametrização das Funções.

Função	Parâmetro	Tempo [s]
27/59	1,2 pu	0,16
	1,1 pu	2,0
	0,7 pu	2,0
	0,45 pu	0,16
81U/O	62 Hz	0,16
	61,2 Hz	300
	58,5 Hz	300
	56,5 Hz	0,16
81R	2 Hz/s	Instantâneo
78	6°	Instantâneo

Fonte: Autoria Própria.

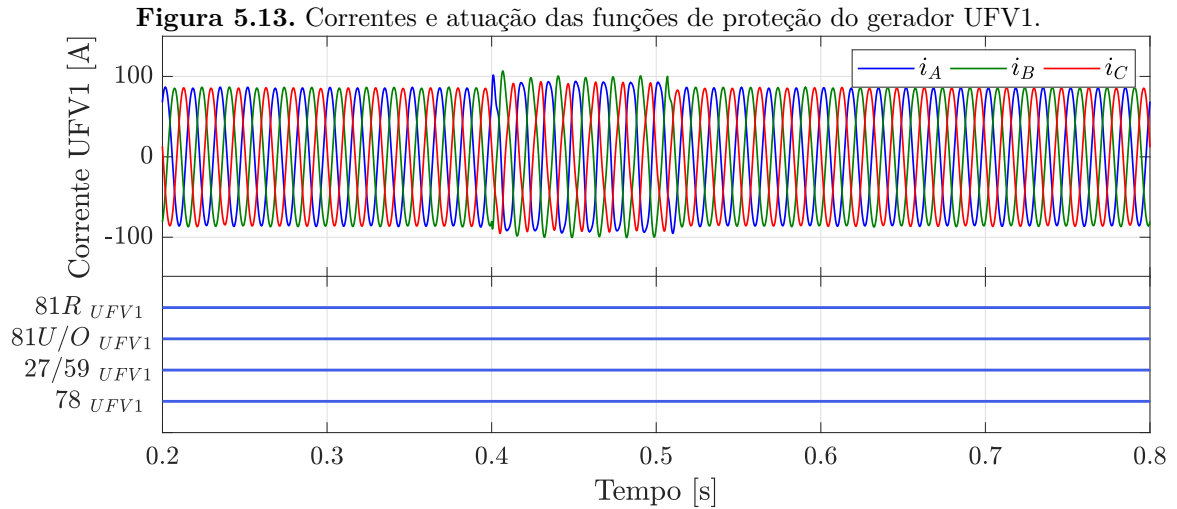
5.4 AVALIAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O primeiro caso analisado consiste em um curto-circuito monofásico transitório entre 400 e 500 ms, com resistência de falta de $R_F = 1 \Omega$, que ocorre na barra 75 da rede primária de distribuição. Para exemplificar a operação das funções de detecção perante uma falta na rede, foi escolhido o curto-circuito monofásico transitório, pelo fato de ser estatisticamente a falta mais comum em sistemas de distribuição (MAMEDE, 2011).

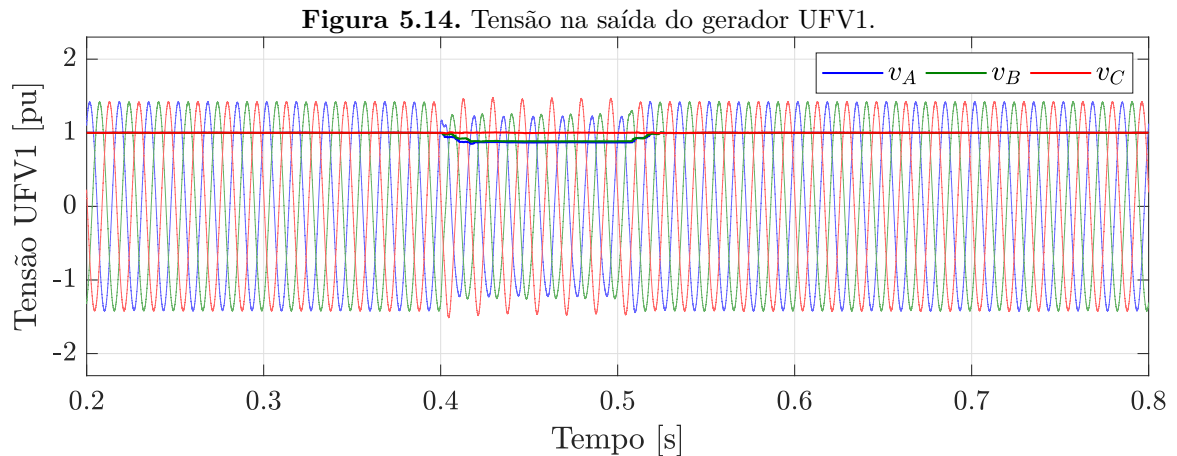
Na Figura 5.13 são ilustradas as correntes injetadas pelo gerador fotovoltaico UFV1 e a operação das funções de anti-ilhamento. Nas figuras foram suprimidos os períodos de inicialização das malhas de controle e de sincronismo com a rede, nota-se uma leve sobrecorrente durante a ocorrência da falta. Destaca-se que conforme esperado as funções de proteção anti-ilhamento não atuaram para o curto-circuito. Adicionalmente na Figura 5.14 é apresentado o comportamento da tensão nos terminais do gerador, em que verifica-se a existência de uma subtensão nas fases *B* e *C*, que ocorre devido à defasagem angular existente no transformador de conexão da rede secundária com a rede primária de distribuição em que ocorreu o curto-circuito.

Buscando preservar a objetividade do texto não são apresentadas as figuras com as correntes, atuação das funções de proteção e as tensões dos geradores fotovoltaicos UFV2 e UFV3. Uma vez que os resultados obtidos são muitos similares aos apresentados nas Figuras 5.13 e 5.14, com exceção da diferença da magnitude da corrente injetada, devido ao nível de potência diferente

de cada gerador fotovoltaico.

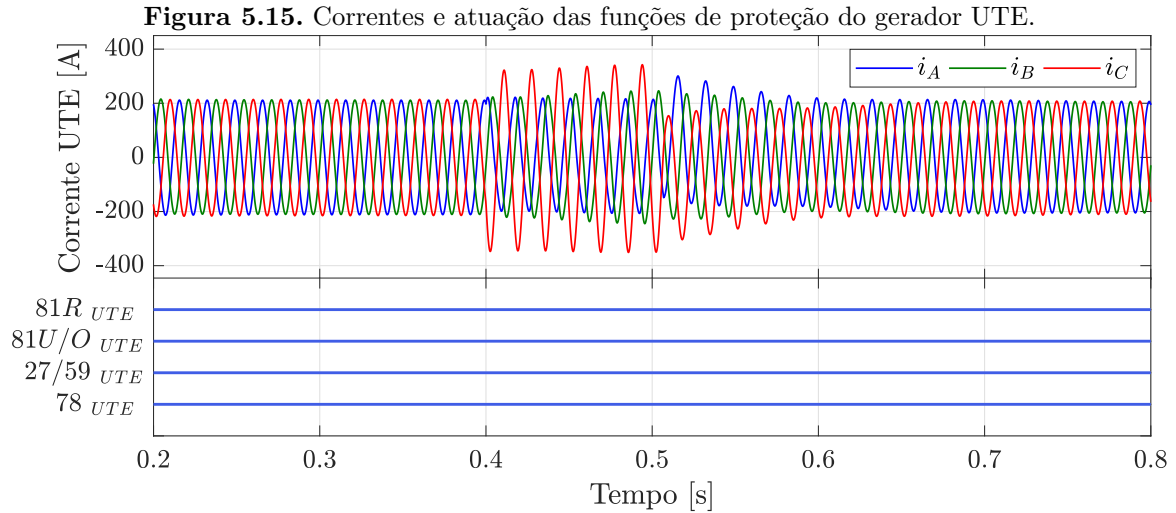


Fonte: Autoria Própria.

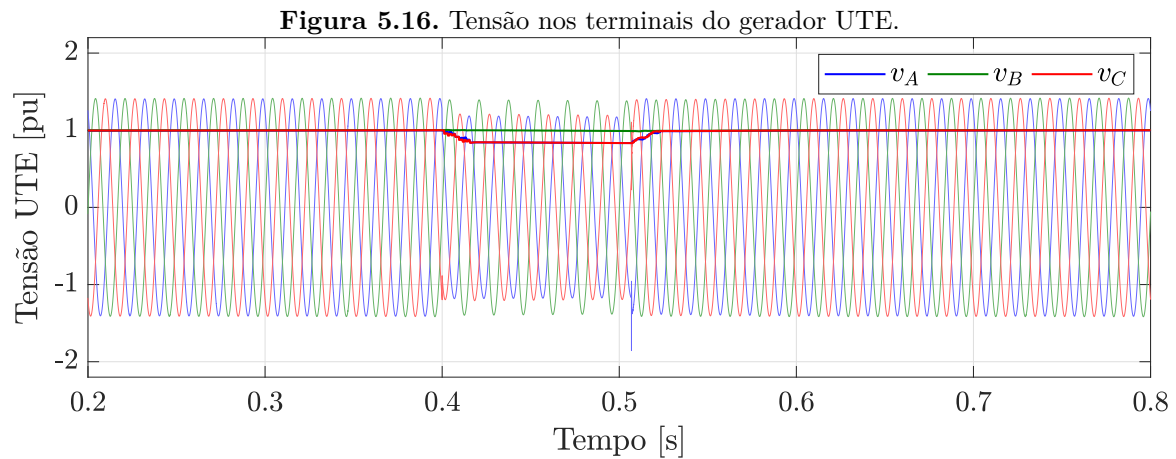


Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 5.15 é apresentada a corrente injetada pelo gerador térmico, verifica-se durante a ocorrência do curto-circuito, entre 400 e 500 ms, uma sobrecorrente mais significativa na fase C . Posteriormente após a extinção da falta verifica-se uma componente de decaimento exponencial da corrente da fase C e adicionalmente verifica-se uma leve sobrecorrente nas fases A e B até o retorno aos valores de regime permanente. Para o gerador térmico também verifica-se que, conforme o esperado as funções de proteção anti-ilhamento não atuaram. De forma similar ao analisar a Figura 5.16, verifica-se uma subtensão em duas das fases do gerador térmico durante o curto-circuito, devido à defasagem angular oriunda do transformador de acoplamento com a rede primária de distribuição.

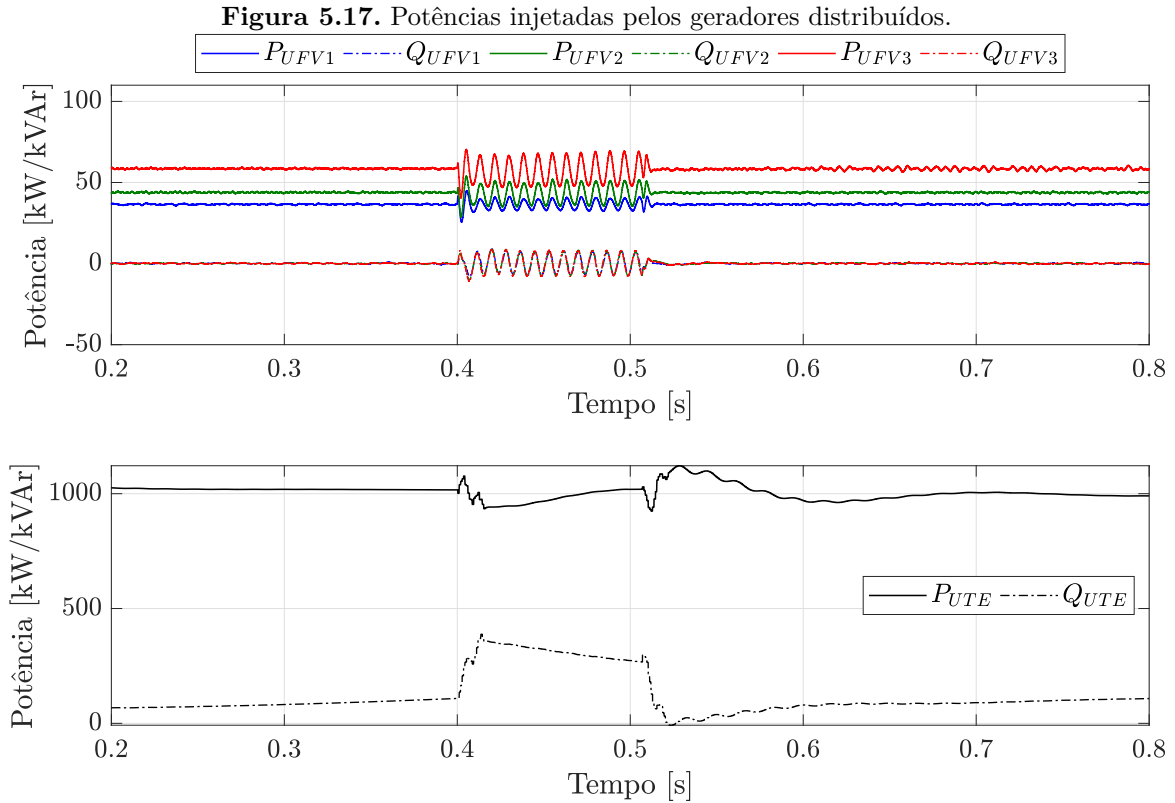


Fonte: Autoria Própria.



Fonte: Autoria Própria.

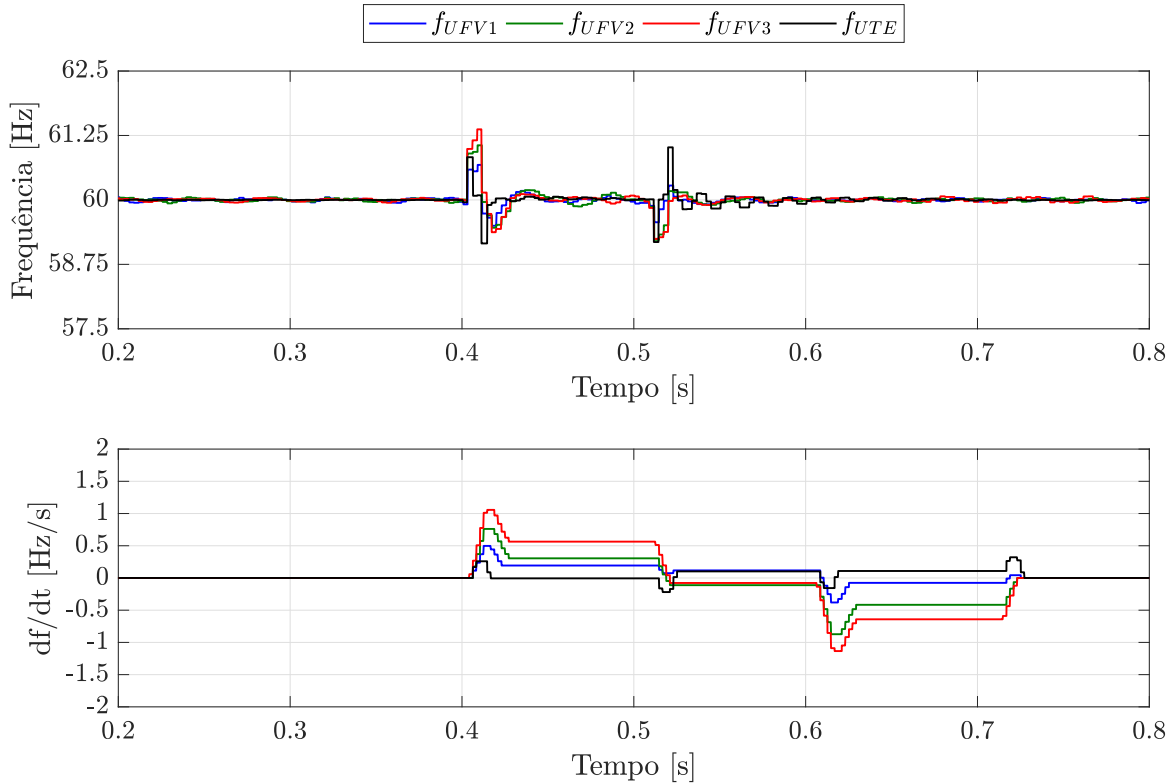
Na sequência, são apresentadas na Figura 5.17 as potências injetadas pelos quatro geradores distribuídos durante a ocorrência do curto-circuito monofásico. Verifica-se nas potências ativa e reativa dos geradores fotovoltaicos componentes oscilatórias de 120 Hz, que são originadas devido à resposta da transformada de Park da malha de controle perante a ocorrência de um fenômeno desequilibrado. Posteriormente, quando a falta transitória é extinta, os valores de potência retornam para seus valores nominais de regime permanente. As potências do gerador térmico também apresentam um comportamento distinto durante a falta, observa-se um transitório em que a potência ativa assume valores reduzidos e a potência reativa valores mais elevados. Adicionalmente nota-se que o tempo de resposta da malha de controle do gerador térmico é mais elevado, demorando mais tempo para retornar a valores de regime permanente após a extinção da falta.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 5.18 são apresentadas as frequências estimadas nos terminais de cada gerador distribuído, através do cálculo do período da tensão, nessa figura foi suprimido o instante inicial da simulação, ressalta-se que nesses 200 ms de inicialização ocorre a estabilização do valor estimado através da entrada em operação da tensão em regime permanente. Esse período inicial ocorre devido ao processo de inicialização e sincronismo das lógicas de controle dos geradores com a rede elétrica, descritos anteriormente. Verifica-se que no início e no fim do curto-circuito originam-se perturbações mais significativas do valor da frequência dos quatro geradores, que se estabilizam no regime de falta e de pós falta.

Nessa mesma figura são apresentados os valores de taxa de variação da frequência calculados através de uma janela de média móvel de 200 ms de duração com amostragem de 8 amostras por ciclo fundamental (60 Hz). Verificam-se variações de frequência positiva e negativa que não chegam a atingir o limiar de atuação de 2 Hz/s. Adicionalmente, pode-se verificar uma relação inversamente proporcional da distância de rede entre a falta e os geradores distribuídos, com a intensidade da variação da frequência, ou seja, quanto menor a distância entre o curto-circuito e o gerador, maior será a sua variação de frequência.

Figura 5.18. Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.

Fonte: Autoria Própria.

5.4.1 Avaliação do tamanho e quantidade de amostras da janela média da ROCOF

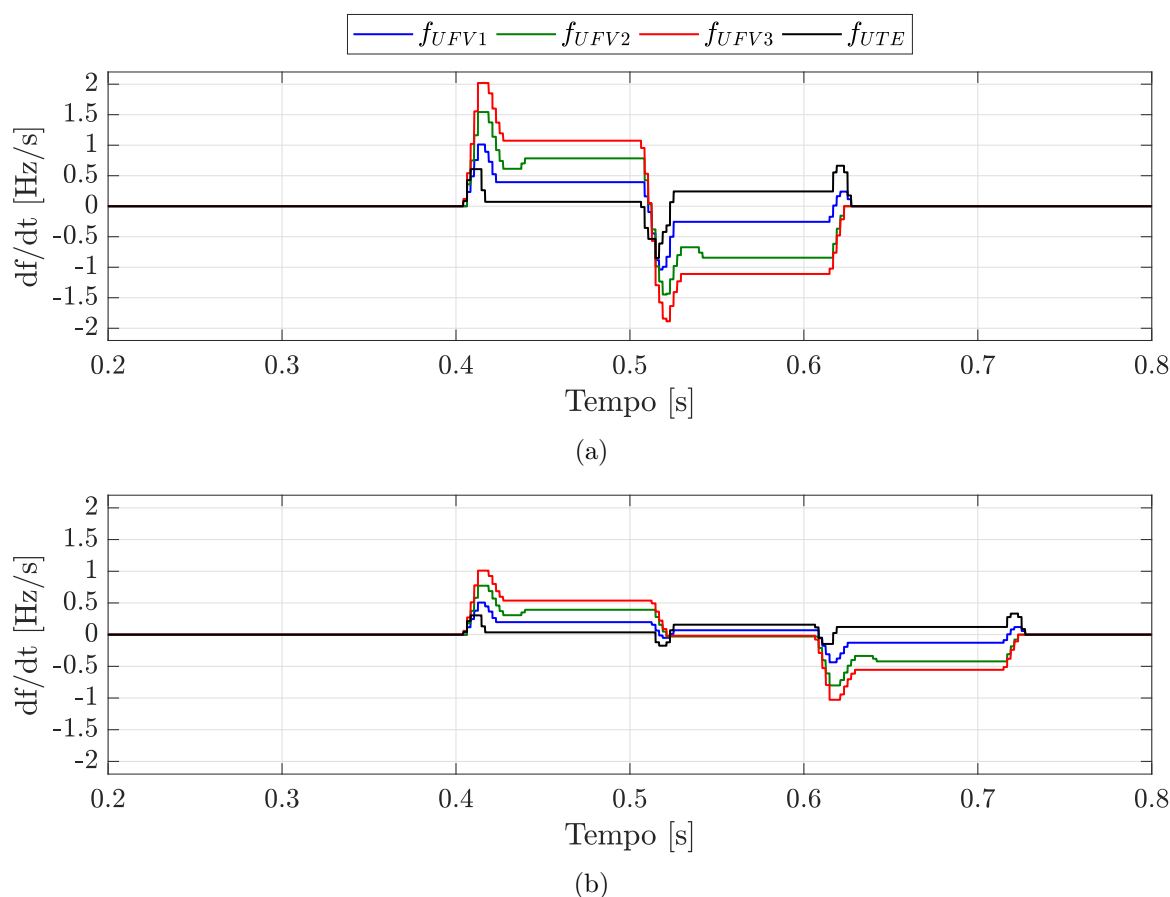
Nessa Subseção são avaliados os impactos do tamanho da janela de média móvel e a quantidade de amostras utilizadas para o cálculo da média móvel, para isso são apresentados os resultados da taxa de variação da frequência para a ocorrência de um curto-circuito monofásico transitório na rede de distribuição, provocando uma variação da frequência muito similar à apresentada na Figura 5.18. Na Figura 5.19 é apresentada a diferença da duração da janela com uma taxa de amostragem de 8 amostras do ciclo fundamental (60 Hz), na Figura 5.19(a) é apresentada a taxa de variação da frequência dos quatro geradores distribuídos considerando o tamanho mínimo de 100 ms, estipulado pela norma Committee (2018). Verifica-se que para esse caso, o valor da ROCOF para o gerador fotovoltaico UFV3 é igual a 2,02 Hz/s, superior ao pick-up escolhido, portanto causaria a operação indevida da proteção anti-ilhamento, uma vez que a mesma estaria atuando para o caso de uma falta na rede e não um ilhamento do gerador.

Na Figura 5.19(b) é apresentado o resultado da taxa de variação da frequência para uma janela de 200 ms. Para esse caso, nota-se que há uma dispersão mais elevada dos valores ao

longo do tempo, provocando um tipo de achatamento da curva, que passa a atingir o valor máximo de 1,01 Hz/s, não atingindo assim o valor do pick-up da função $81R$. Esse resultado mostra a importância da correta definição do tamanho da janela móvel para o cálculo da taxa de variação da frequência, que a depender da magnitude da capacidade de curto-circuito da rede de distribuição, pode provocar atuações indevidas. Uma vez que contribuições elevadas, provocam maiores variações de frequência dos geradores distribuídos.

Adicionalmente, foi avaliado o impacto da quantidade de amostras utilizadas para o cálculo da média móvel da taxa de variação da frequência, para isso foram calculadas, para uma janela de 200 ms, as taxas com 4, 8 e 16 amostras do ciclo fundamental (60 Hz). Na Figura 5.20 é ilustrado o comportamento da ROCOF para a ocorrência de um curto-circuito monofásico da rede de distribuição. Verifica-se que o resultado é muito próximo para as três quantidades de amostras, não alterando de forma significativa o valor máximo atingido pela curva, porém quanto maior a quantidade de amostras mais suave é a taxa calculada, dessa forma a maior

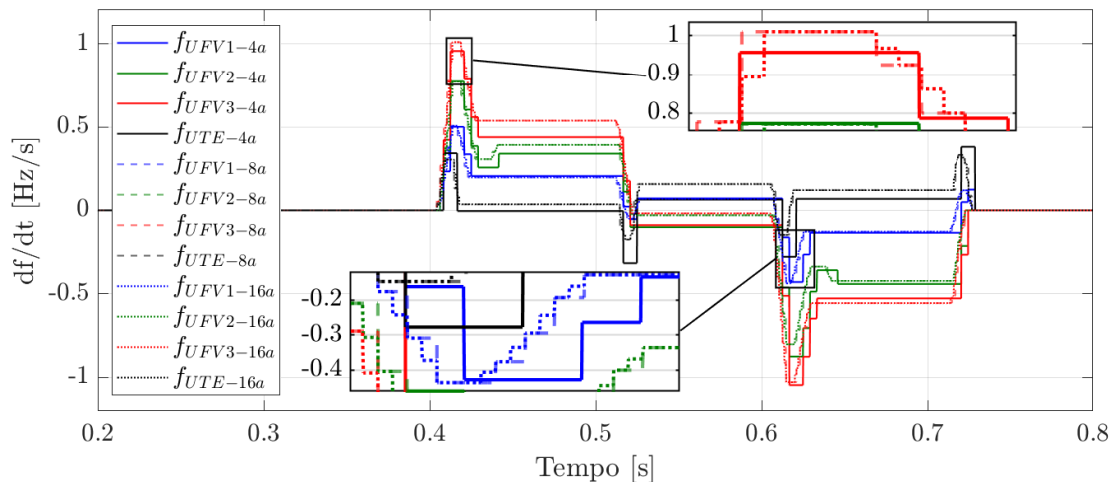
Figura 5.19. ROCOF para janela móvel de (a) 100 ms (b) 200 ms.



Fonte: Autoria Própria.

quantidade de amostra garante uma melhor representação das mais sutis variações de frequência do gerador distribuído. Para o evento apresentado, a taxa máxima obtida para a janela com 8 e 16 amostras foi de 1,01 Hz/s enquanto que para a janela de 4 amostras o valor da taxa de variação foi de 0,95 Hz/s.

Figura 5.20. ROCOF para diferentes quantidades de amostras da janela móvel.

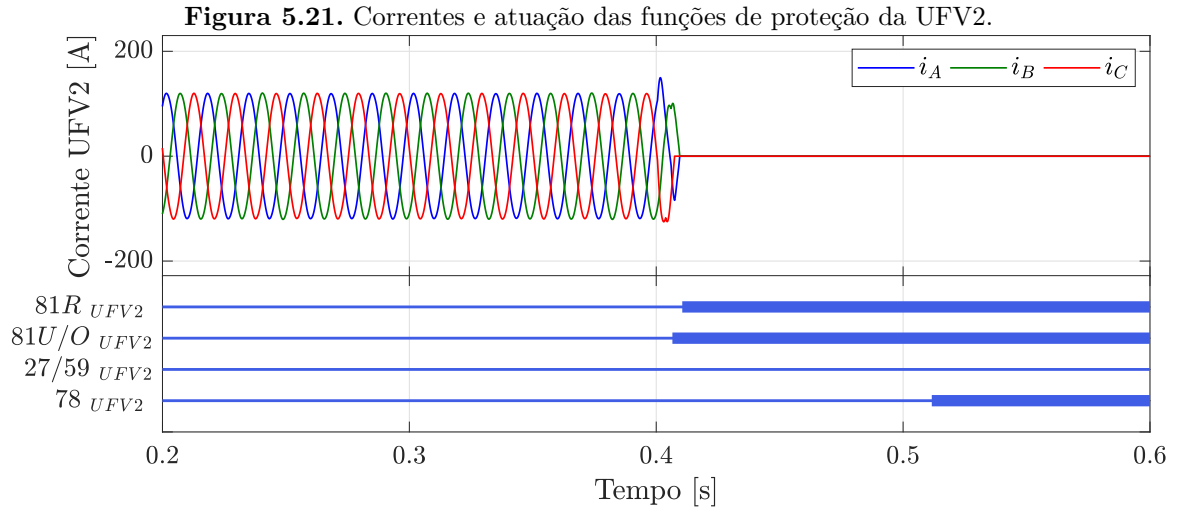


Fonte: Autoria Própria.

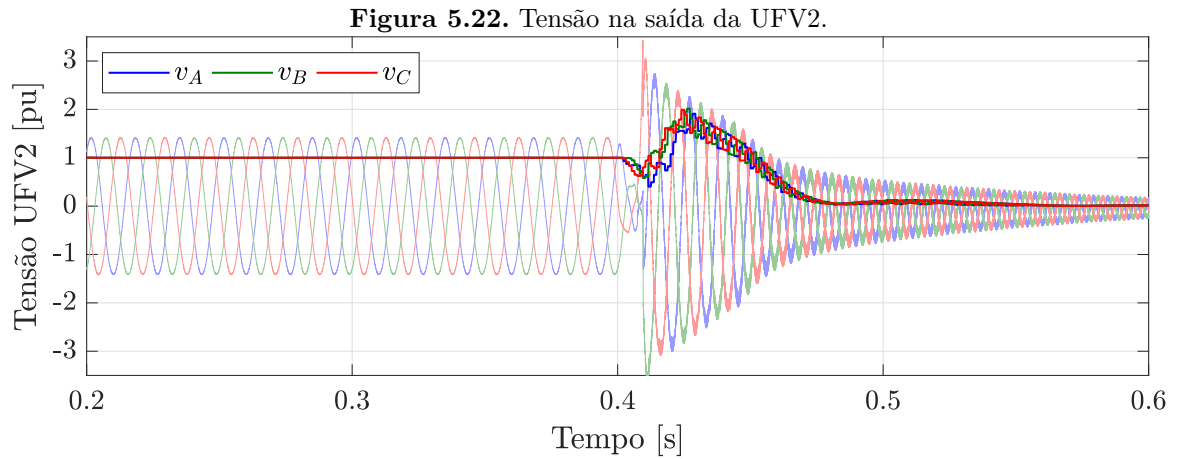
5.5 AVALIAÇÃO DO ILHAMENTO DO GERADOR UFV2

Na sequência é apresentado o primeiro caso de ilhamento analisado, que foi obtido através da abertura do trecho da rede de distribuição em 400 ms de simulação, entre as barras 90 e 119, provocando assim o ilhamento do gerador fotovoltaico UFV2. Na ilha formada, há um total de 273,5 kVA de carga, montante significativamente superior à geração do gerador UFV2, conforme apresentado na Tabela 5.2.

Na Figura 5.21 são apresentadas as correntes injetadas pelo gerador UFV2 na rede elétrica e a operação das funções de proteção anti-ilhamento. Nota-se que a identificação do ilhamento ocorreu através da atuação da função 81U/O, que operou 6,55 ms após o ilhamento. Na Figura 5.22 é ilustrado o comportamento das tensões no terminal do gerador fotovoltaico, verifica-se que há uma breve redução do nível de tensão com o início da operação ilhada. Em seguida ocorre um aumento da tensão como consequência da abertura dos disjuntores e do descarregamento da energia armazenada nos capacitores do barramento CC, sendo que essa tensão apresenta um comportamento de decaimento exponencial tendendo para valores nulos de tensão.



Fonte: Autoria Própria.

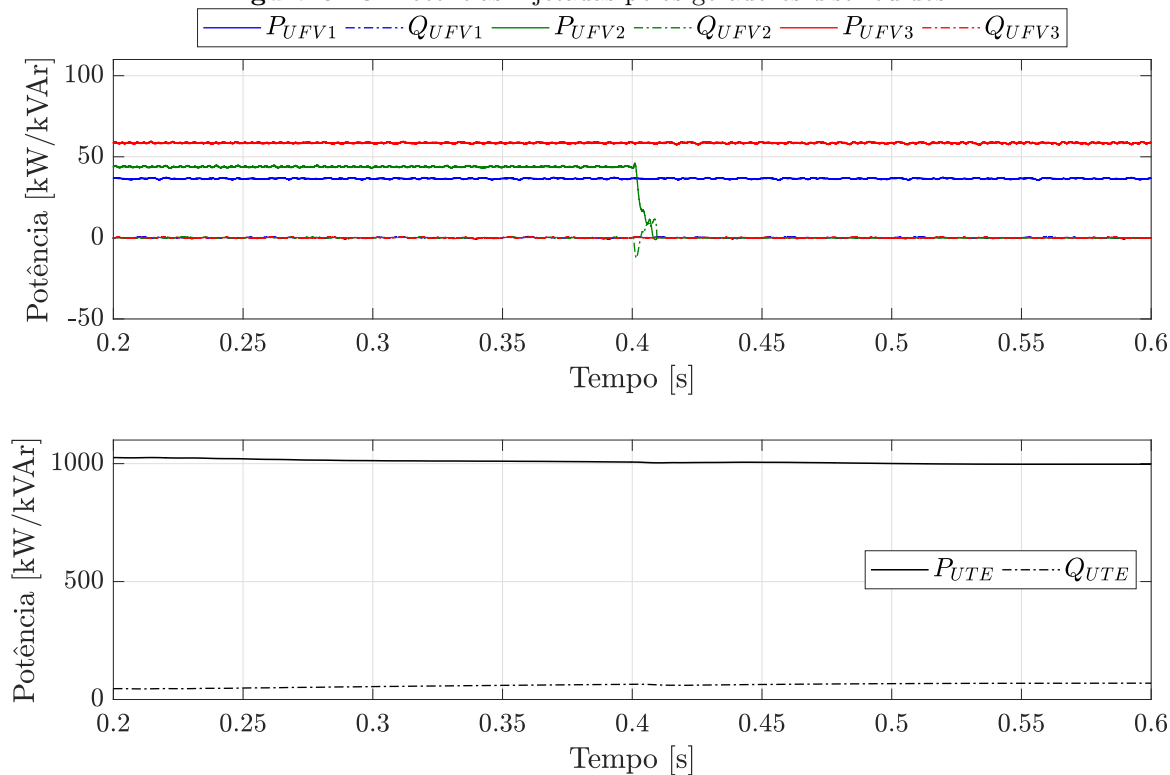


Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 5.23 é apresentado o comportamento das potências injetadas pelos quatro geradores distribuídos. Inicialmente, observa-se a injeção contínua de potência pelos GDs em regime permanente, posteriormente pode-se verificar que a operação ilhada do gerador UFV2 provoca uma variação do valor da potência ativa e reativa injetada na rede, sendo que ambas passam a assumir valores nulos após a abertura do disjuntor de acoplamento com a rede. Adicionalmente, nota-se que não há alteração das potências injetadas pelos demais GDs, uma vez que estes não são afetados pela abertura da rede.

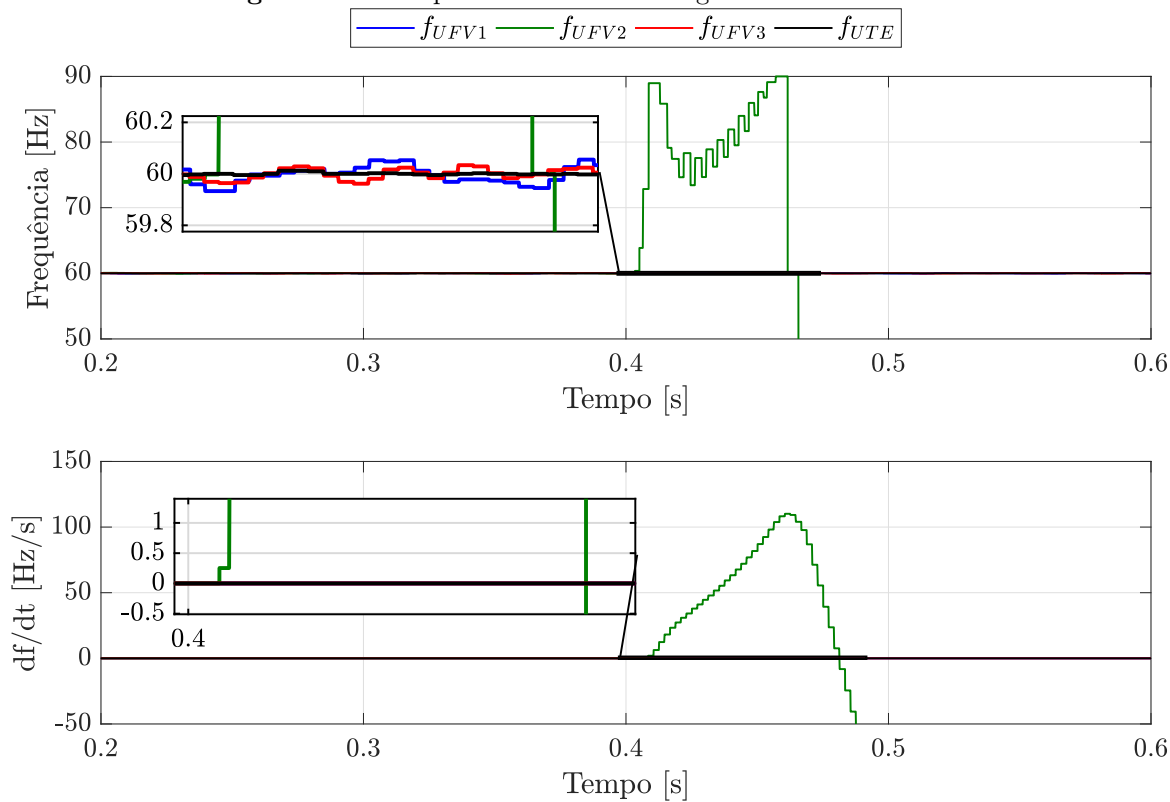
Na sequência, ilustra-se na Figura 5.24 o comportamento da frequência estimada em cada gerador e a sua respectiva taxa de variação. Após o ilhamento verifica-se uma elevação significativa do valor da frequência do gerador UFV2, devido à ausência de referência de sincronismo da malha de controle, essa elevação provoca a atuação da função $81U/O$ pelo atingimento do

Figura 5.23. Potências injetadas pelos geradores distribuídos.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 5.24. Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.



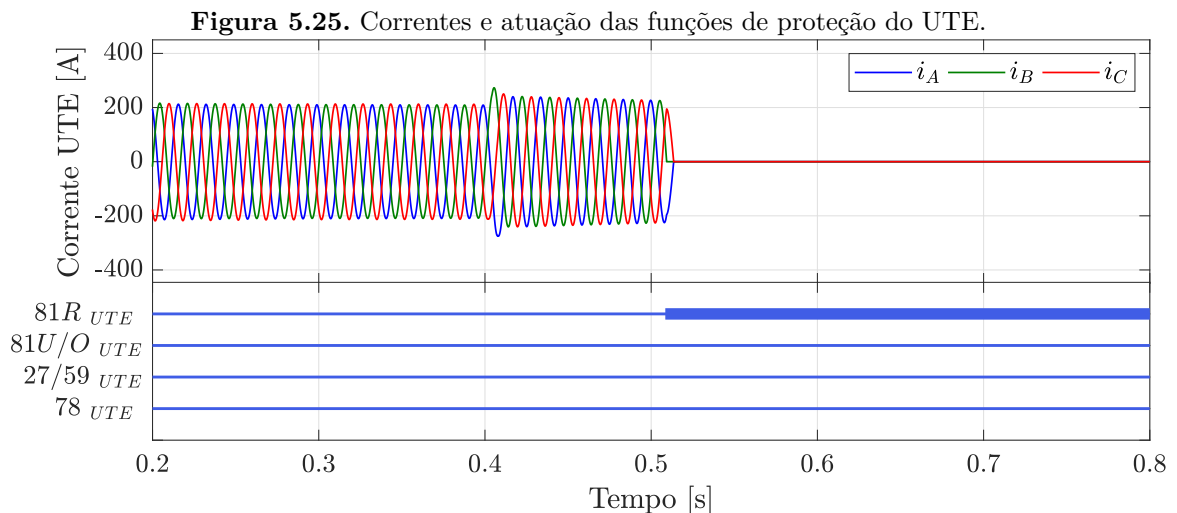
Fonte: Autoria Própria.

limite de atuação instantânea da função de sobrefrequência, que é de 66 Hz (aumento de 10% da frequência nominal). Após a abertura dos disjuntores de conexão do gerador com a rede, verifica-se uma oscilação significativa da frequência do gerador que está operando desconectado da rede. Posteriormente, em aproximadamente 460 ms verifica-se a redução abrupta da frequência estimada, devido ao bloqueio de tensão implementado, que interrompe a estimação da frequência quando os valores de tensão são inferiores ao limite de estimação. Por fim, destaca-se o comportamento mais suavizado da taxa de variação da frequência em função do cálculo da janela de média móvel com duração de 200 ms.

5.6 AVALIAÇÃO DO ILHAMENTO DO GERADOR UTE

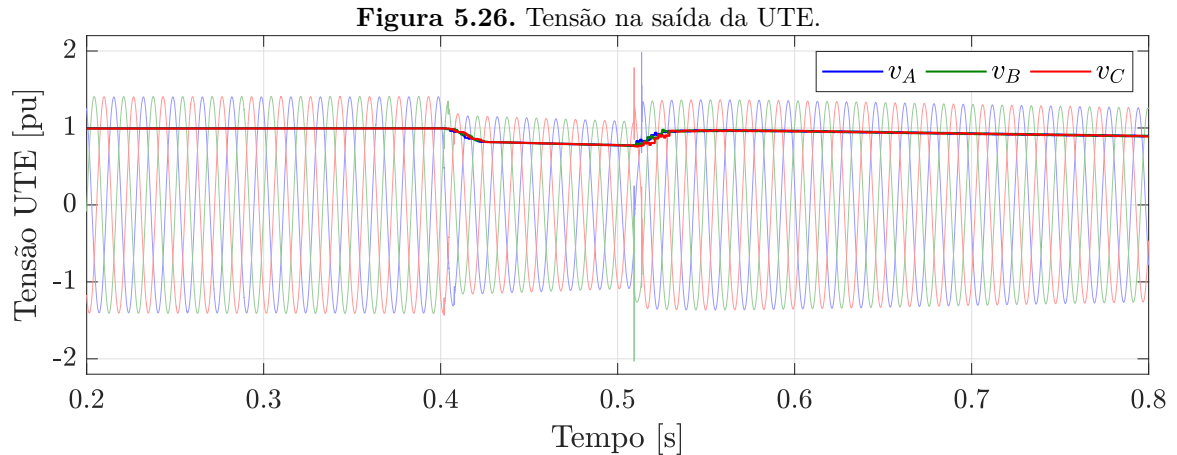
Buscando avaliar o comportamento do ilhamento do gerador térmico, simulou-se a abertura do trecho de rede entre as barras 92 e 95 em 400 ms, conforme ilustrado na Figura 5.12. Com essa abertura, originou-se uma ilha contendo o gerador térmico e um total de 1442,1 kW e 614,3 kVar de carga, montante esse superior à potência fornecida pelo GD.

Na Figura 5.25 é apresentado o comportamento das correntes injetadas pelo gerador UTE, pode-se verificar que enquanto o GD opera de forma ilhada ocorre uma pequena sobrecorrente, posteriormente essa corrente assume valores nulos devido à abertura do disjuntor de conexão com a rede. A detecção do ilhamento ocorreu através da função 81R que atuou 108,5 ms após o início do ilhamento.



Fonte: Autoria Própria.

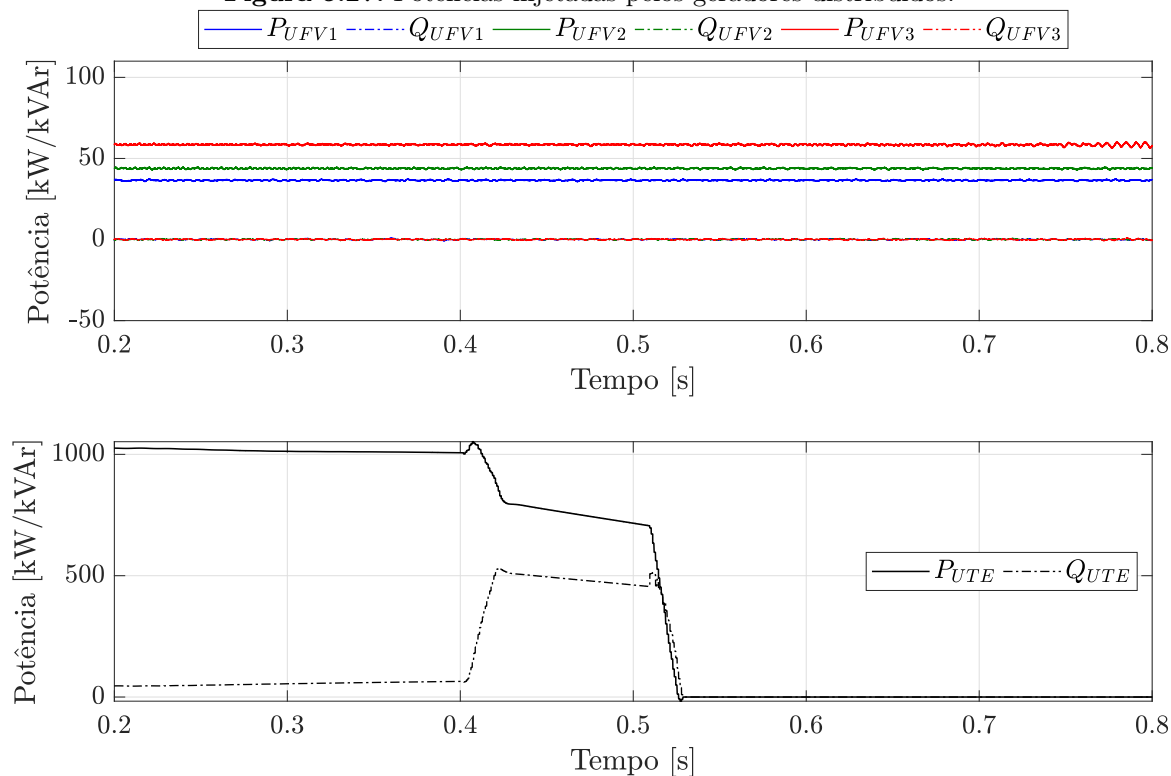
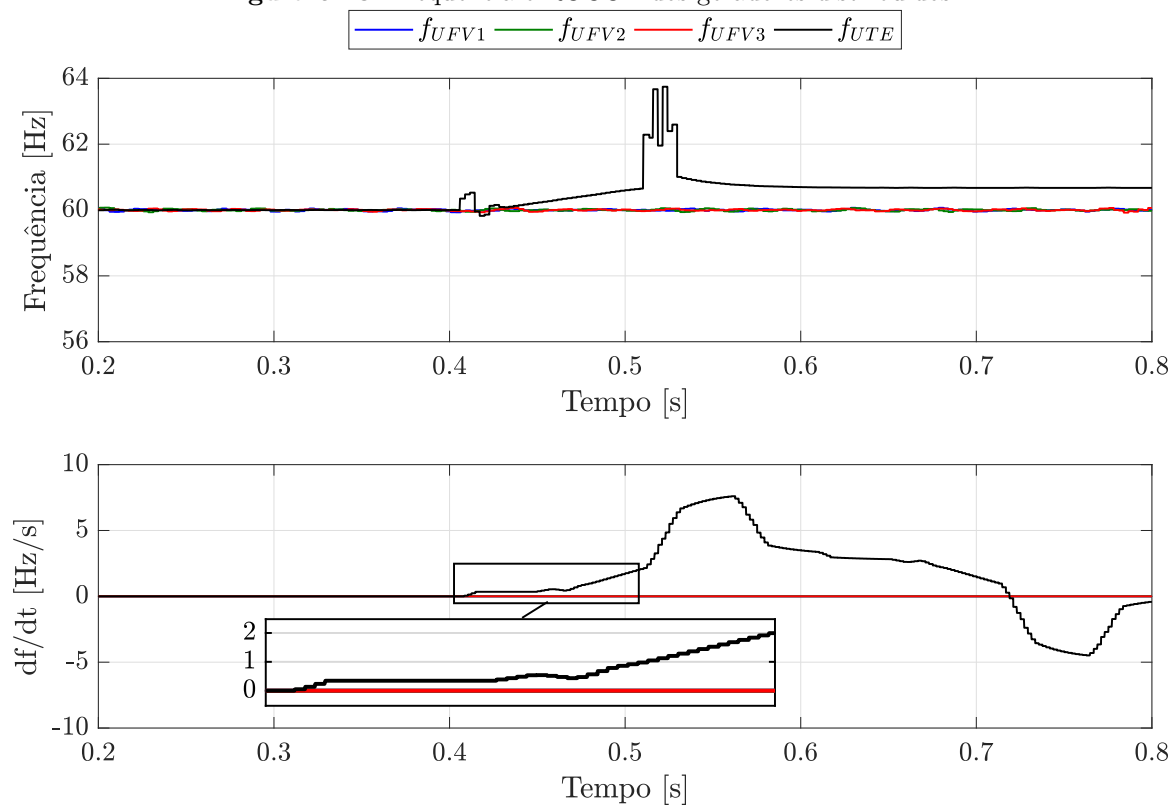
Na Figura 5.26 é apresentado o comportamento da tensão nos terminais do gerador térmico, verifica-se durante o ilhamento a ocorrência de uma subtensão. Posteriormente, com a abertura do disjuntor de conexão com a rede, o GS passa a operar em vazio, nesse estágio nota-se uma elevação do nível da tensão para níveis próximos do nominal. Ressalta-se a existência de uma componente de decaimento da tensão do gerador térmico após a abertura do disjuntor, entretanto esse decaimento é bem mais lento do que o observado para os geradores fotovoltaicos.



Fonte: Autoria Própria.

A Figura 5.27 apresenta as potências fornecidas pelos quatro geradores distribuídos, nota-se que conforme esperado as potências injetadas pelos três geradores fotovoltaicos não sofreram alterações, mantendo suas potências nominais. O gerador térmico, por sua vez, apresenta durante a operação ilhada, uma redução da potência ativa injetada e uma elevação significativa da injeção de potência reativa. Na sequência ambas passam a assumir valores nulos após a desconexão com a rede elétrica.

Por fim, na Figura 5.28 é apresentado o comportamento da frequência e da sua taxa de variação para o ilhamento do gerador térmico. Devido ao controle de potência, verifica-se que há uma variação crescente da frequência do gerador UTE, assumindo valores superiores à frequência nominal, uma vez que o mesmo deixa de ter uma referência de sincronismo. A variação da frequência também apresenta esse comportamento crescente, até que em 508,5 ms essa taxa atinge o pick-up de 2 Hz/s, provocando a abertura instantânea dos disjuntores. Essa abertura gera uma variação em degrau da frequência nos terminais do GS, após essa abertura, observa-se um período transitório em que está ocorrendo a convergência das malhas de controle para a nova condição operativa de operação em vazio do GS.

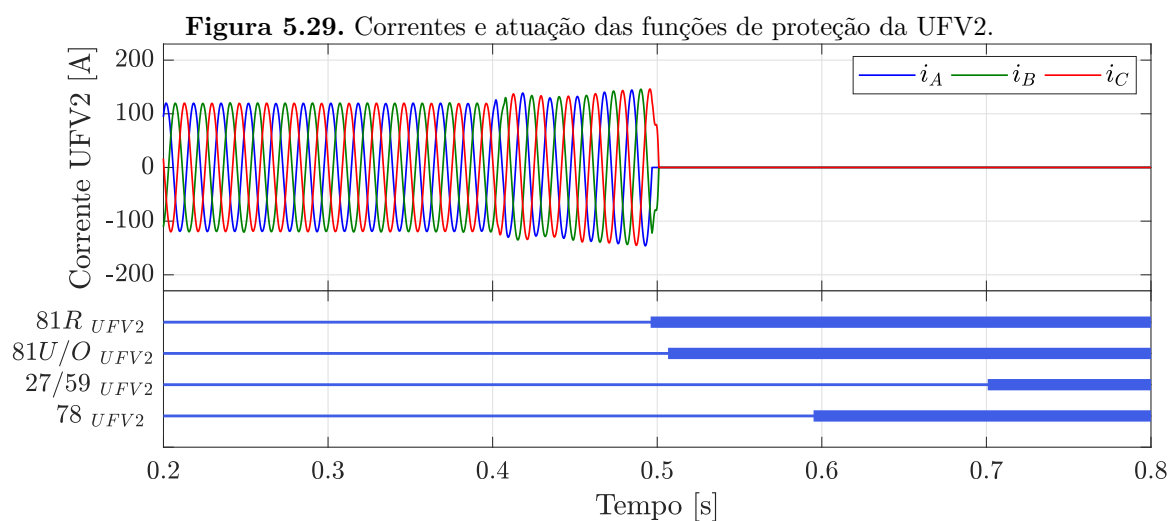
Figura 5.27. Potências injetadas pelos geradores distribuídos.**Fonte:** Autoria Própria.**Figura 5.28.** Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.**Fonte:** Autoria Própria.

5.7 AVALIAÇÃO DE ILHAMENTO DE UFV2 + UTE

5.7.1 Ilhamento UFV+UTE com controle de potência

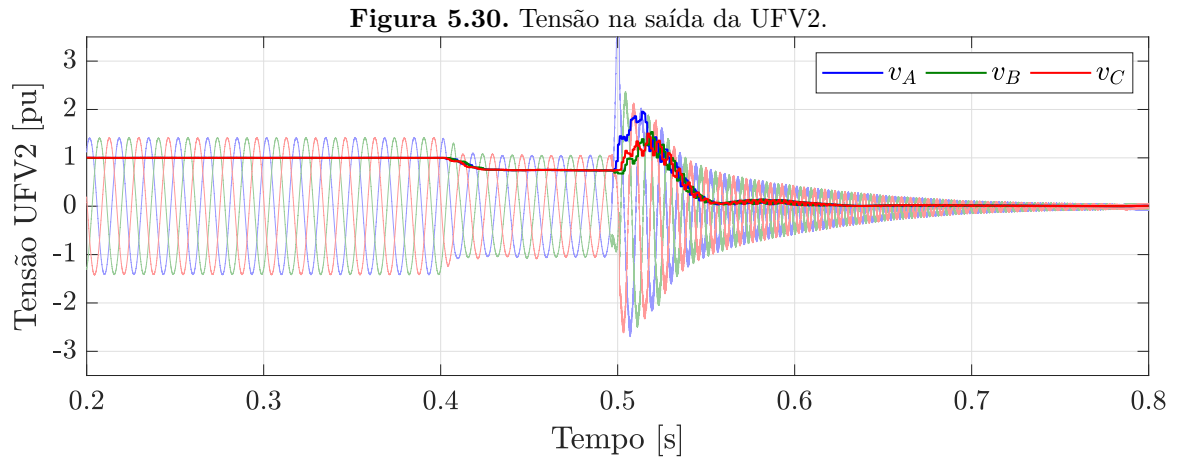
Para a avaliação do ilhamento de diferentes tipos de geradores distribuídos foi simulada a abertura do trecho da rede de distribuição entre as barras 78 e 89, conforme ilustrado na Figura 5.12, a abertura desse trecho de rede provoca o ilhamento dos geradores UFV2 e UTE em 400 ms. Nessa ilha formada há um total de 1893,8 kW e 806,7 kVAr de potência de carga, um montante superior ao total de geração na ilha, de aproximadamente 1044,5 kW e 64,2kVAr.

Na Figura 5.29 são apresentadas as correntes injetadas pelo gerador fotovoltaico na rede, observa-se uma leve sobrecorrente durante a operação ilhada, que se estende até o momento em que a função 81R atua, 97,07 ms após o início do ilhamento. Ressalta-se o aumento significativo do tempo de detecção do ilhamento para o caso em que o gerador térmico está na ilha, para o gerador fotovoltaico o tempo de atuação passou de 6,55 ms para 97,07 ms.



Fonte: Autoria Própria.

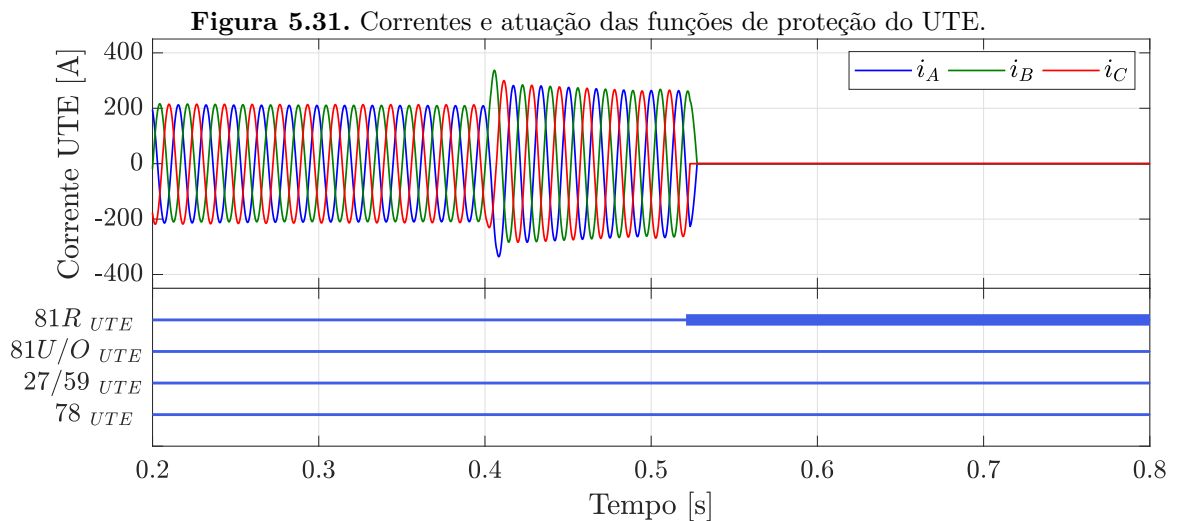
Na Figura 5.30 são apresentadas as tensões nos terminais do gerador fotovoltaico, identifica-se a existência de uma subtensão durante a operação ilhada. Adicionalmente, após a abertura dos disjuntores pela atuação da proteção, verifica-se uma elevação seguida de um decaimento exponencial da tensão, que se deve à dinâmica de operação do inversor trifásico concomitante ao descarregamento da energia armazenada nos capacitores do barramento CC após a abertura dos disjuntores.



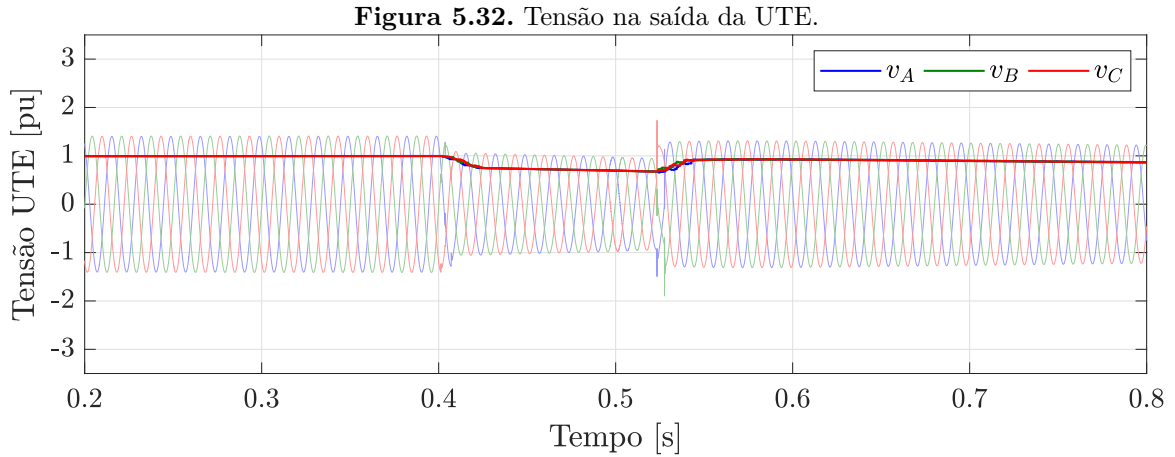
Fonte: Autoria Própria.

Para a operação do gerador térmico, verifica-se que a função sensibilizada também foi a $81R$, que atuou 122,45 ms após o ilhamento, tempo superior à operação do gerador UFV2. Analisando as Figuras 5.31 e 5.32, identifica-se durante a operação ilhada a ocorrência de uma sobrecorrente e uma subtensão. Adicionalmente, verifica-se após a abertura dos disjuntores, a interrupção do fornecimento de corrente para a rede e um aumento da tensão nos terminais da máquina síncrona, para valores mais próximos dos nominais. De forma similar, verifica-se uma redução da tensão com uma constante de decaimento, porém com uma duração maior do que a observada no gerador fotovoltaico. Esse comportamento se deve ao tempo de resposta do conjunto máquina primária-gerador, aliado às malhas de controle do GS, que possuem um tempo de resposta mais elevado.

As potências injetadas pelos quatro geradores distribuídos são apresentadas na Figura 5.33,

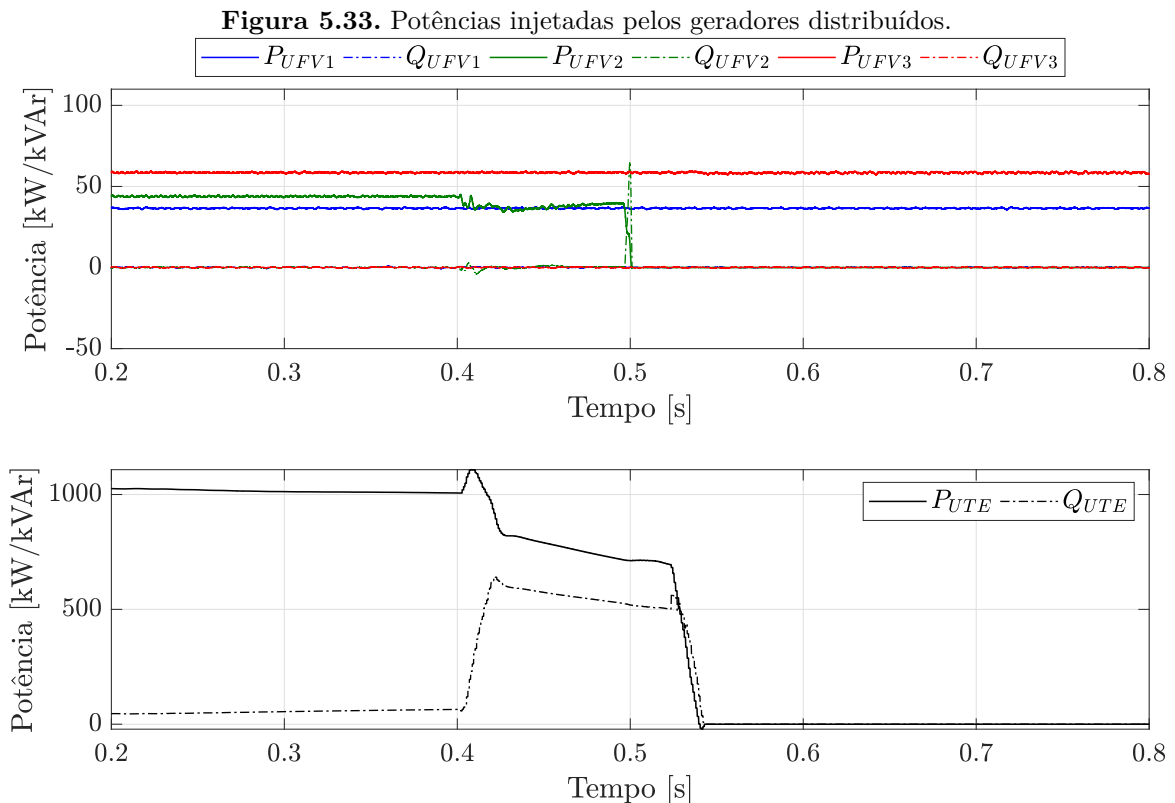


Fonte: Autoria Própria.



Fonte: Autoria Própria.

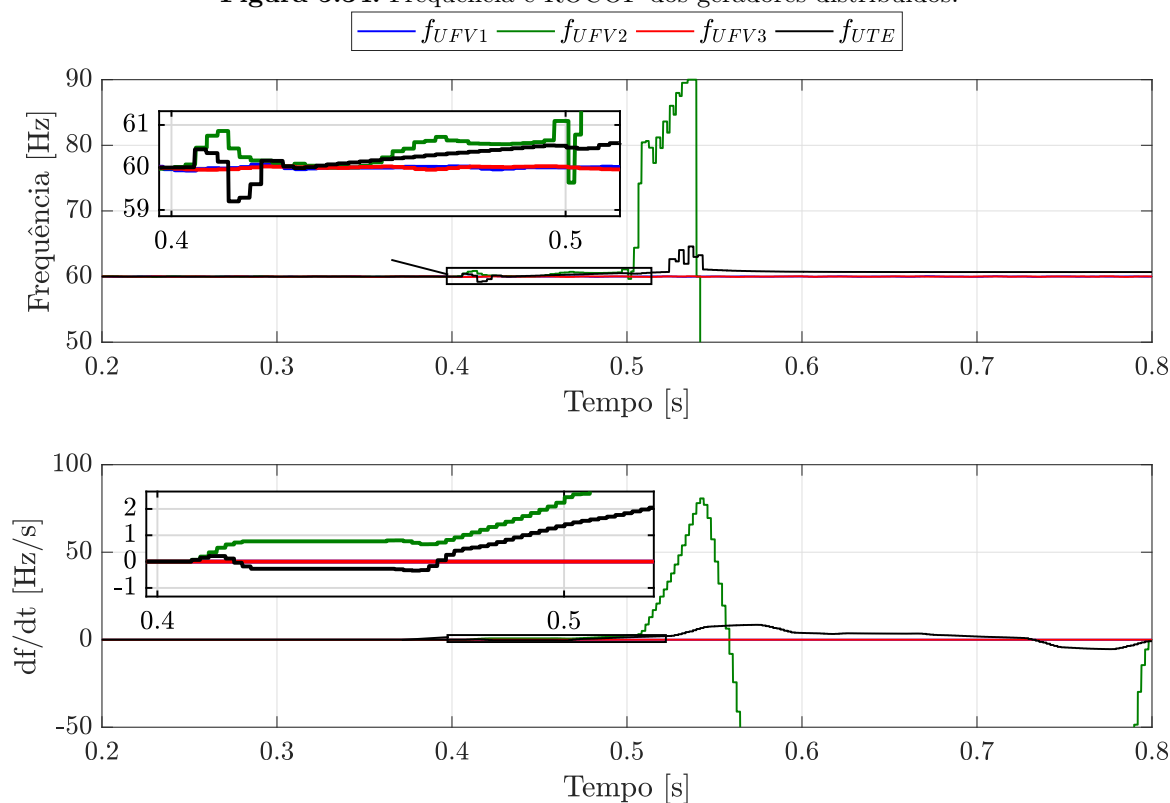
verifica-se uma redução da potência ativa injetada pelo gerador UFV2 durante o período em operação ilhada, entre 400 e aproximadamente 500 ms, posteriormente com a abertura do disjuntor essa potência passa a ser nula. Adicionalmente, durante o ilhamento, nota-se uma pequena oscilação da potência reativa injetada pelo gerador UFV2. Por outro lado, o gerador térmico, apresenta uma redução mais significativa da potência ativa injetada e um aumento relevante da injeção de potência reativa na rede, sendo que ambas tornam-se nulas após a abertura do disjuntor de conexão com a rede.



Fonte: Autoria Própria.

Durante a formação da ilha elétrica, percebe-se uma elevada variação da frequência dos dois geradores ilhados, conforme ilustrado na Figura 5.34. Essa variação ocorre devido ao fato de que o gerador térmico se torna uma referência para a lógica de sincronismo do gerador fotovoltaico, onde verifica-se o acompanhamento da frequência da UFV2, que oscila acompanhando a frequência do gerador térmico de forma crescente até a abertura do disjuntor da UFV2. Após essa abertura, a frequência estimada do gerador fotovoltaico eleva-se significativamente, até o momento em que ocorre o bloqueio da estimação pelo nível de tensão reduzido. Adicionalmente, pode-se verificar, para os dois geradores, o comportamento crescente do valor da taxa de variação da frequência, que ocorre até o atingimento do pick-up de 2 Hz/s.

Figura 5.34. Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.

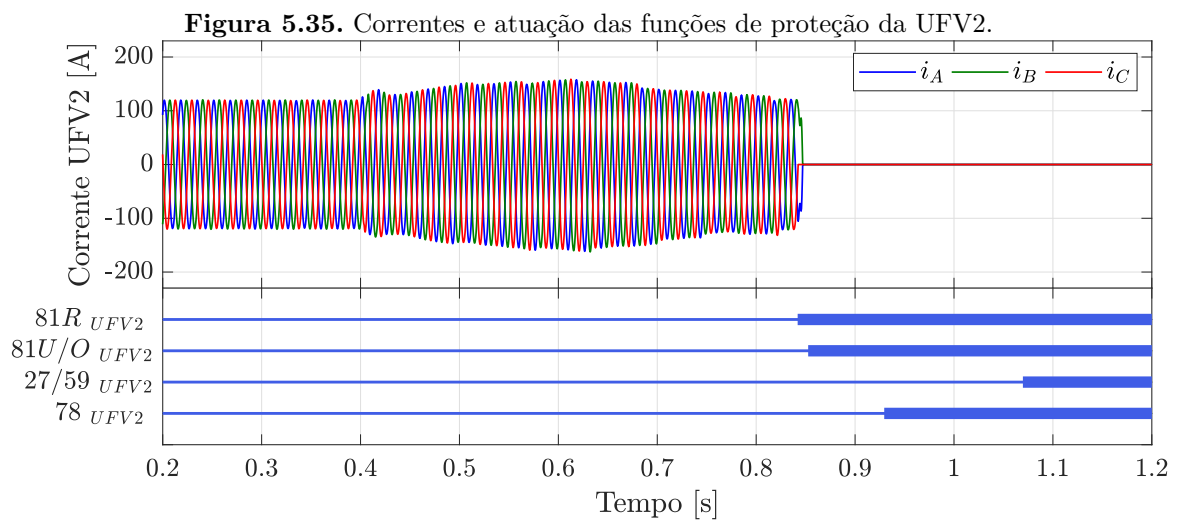


Fonte: Autoria Própria.

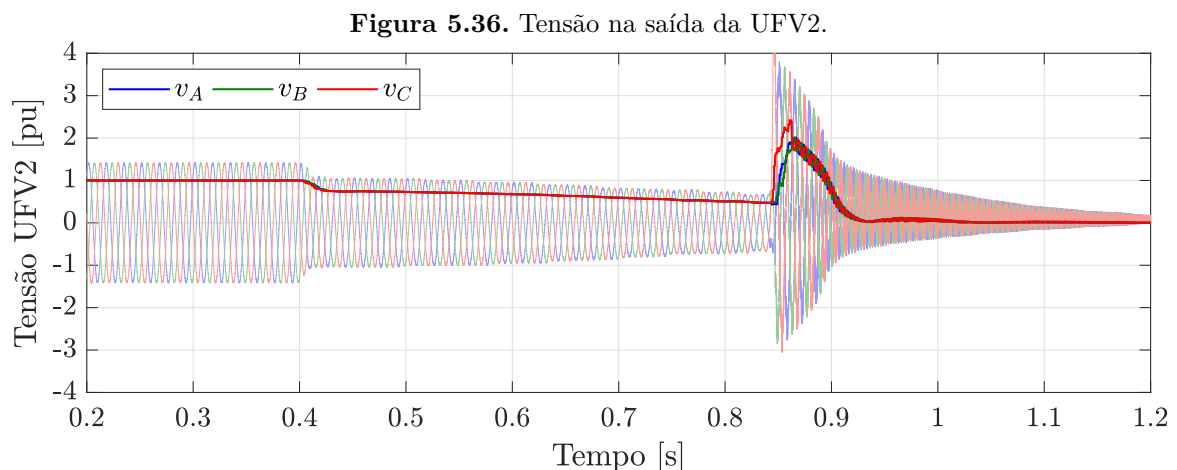
5.7.2 Ilhamento UFV+UTE com controle de frequência

Na sequência é avaliado o comportamento do ilhamento dos dois tipos de GDs, nesse caso o GD térmico inicia com o controle de potência e ao monitorar o nível de tensão que alimenta sua malha de controle, altera seu modo de operação para controle de frequência. Para esse caso, verifica-se que os tempos de detecção pelas funções são mais elevados quando comparados aos

tempos de operação sem a configuração de controle de frequência. Para tanto, simulou-se em 400 ms, a abertura do trecho de rede entre as barras 78 e 89, conforme ilustrado na Figura 5.12. Na Figura 5.35 são apresentadas as correntes e a atuação das funções do gerador UFV2, verifica-se a existência de uma sobrecorrente da ordem de 1,32 pu até o momento em que ocorre a detecção pela função 81R, 442 ms após o início do ilhamento. Complementarmente a Figura 5.36 apresenta a existência de uma redução gradual dos níveis de tensão durante o ilhamento e após a abertura do disjuntor, também verifica-se a elevação da tensão nos terminais do gerador UFV2 até que a energia dos capacitores do conversor seja dissipada.



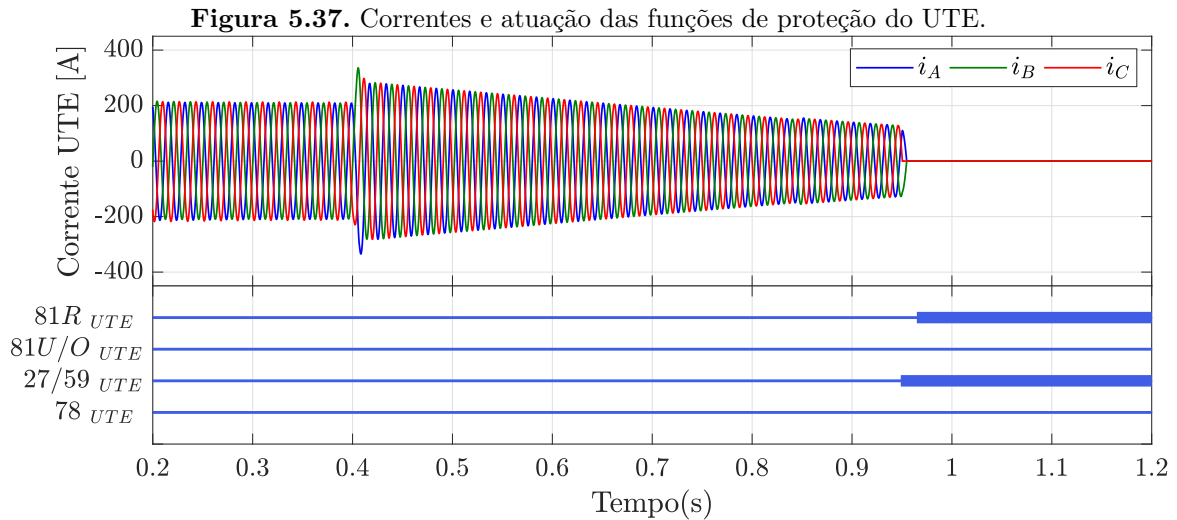
Fonte: Autoria Própria.



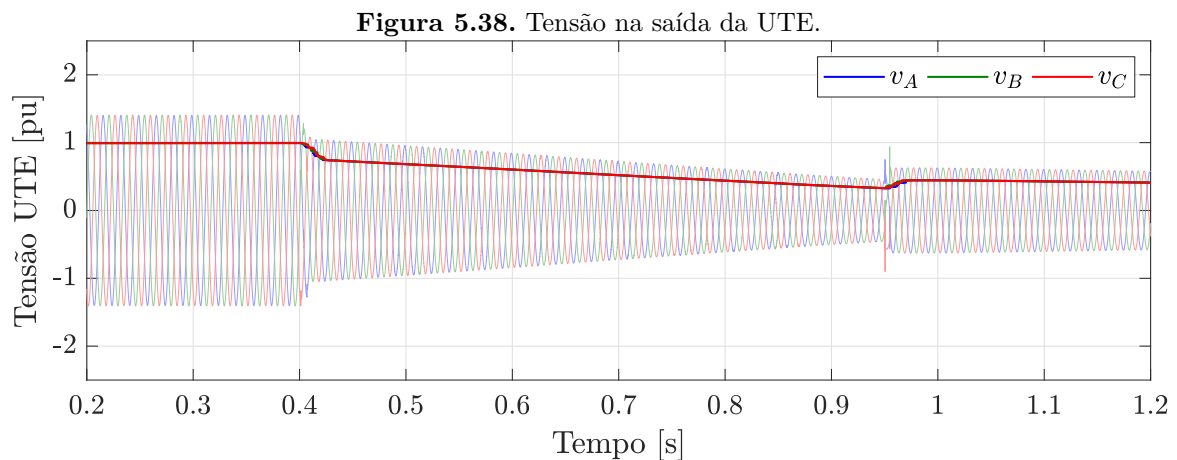
Fonte: Autoria Própria.

As correntes injetadas e a atuação das funções de detecção do gerador térmico são apresentadas na Figura 5.37, verifica-se a ocorrência de uma sobrecorrente durante a operação ilhada do GD térmico, cujo módulo tem um decaimento até o momento da detecção do ilhamento,

através da função 27/59 após 548 ms de operação ilhada. Complementarmente, a Figura 5.38 ilustra o comportamento da tensão nos terminais do GD térmico, nota-se a ocorrência de uma subtensão durante o ilhamento e, após a abertura do disjuntor, verifica-se a redução da tensão com um decaimento com constante de tempo mais elevada do que a do gerador fotovoltaico.



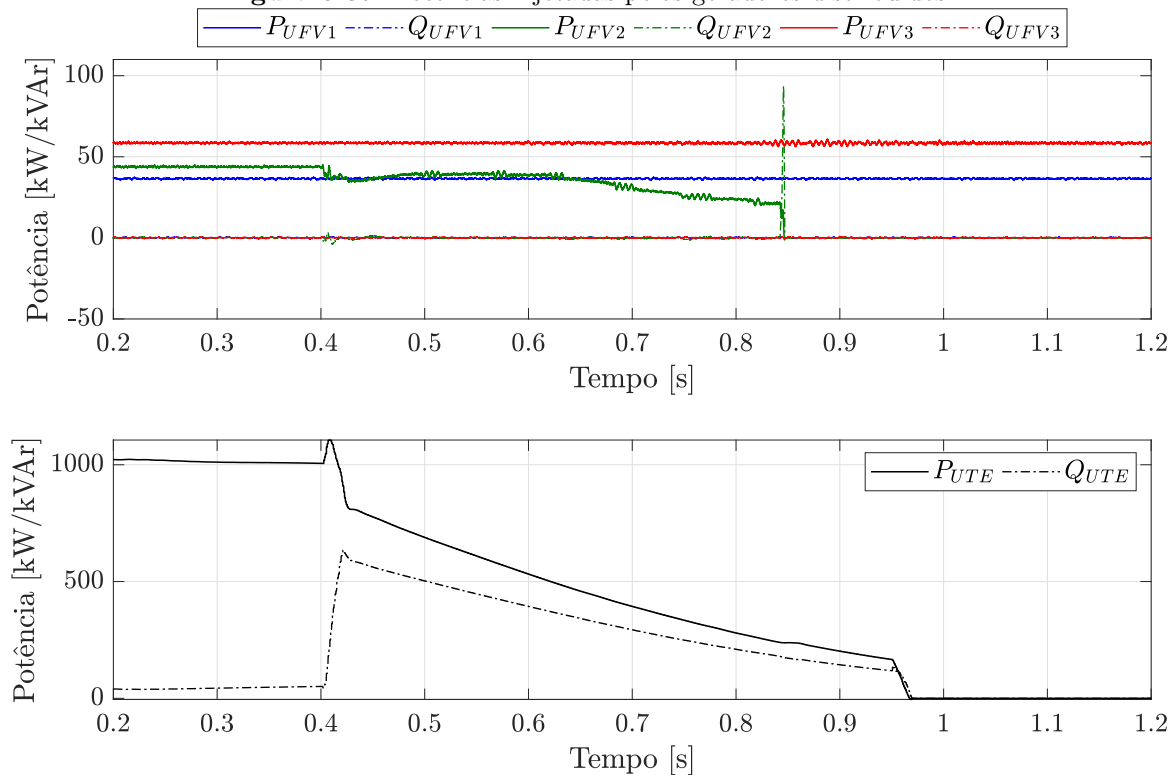
Fonte: Autoria Própria.



Fonte: Autoria Própria.

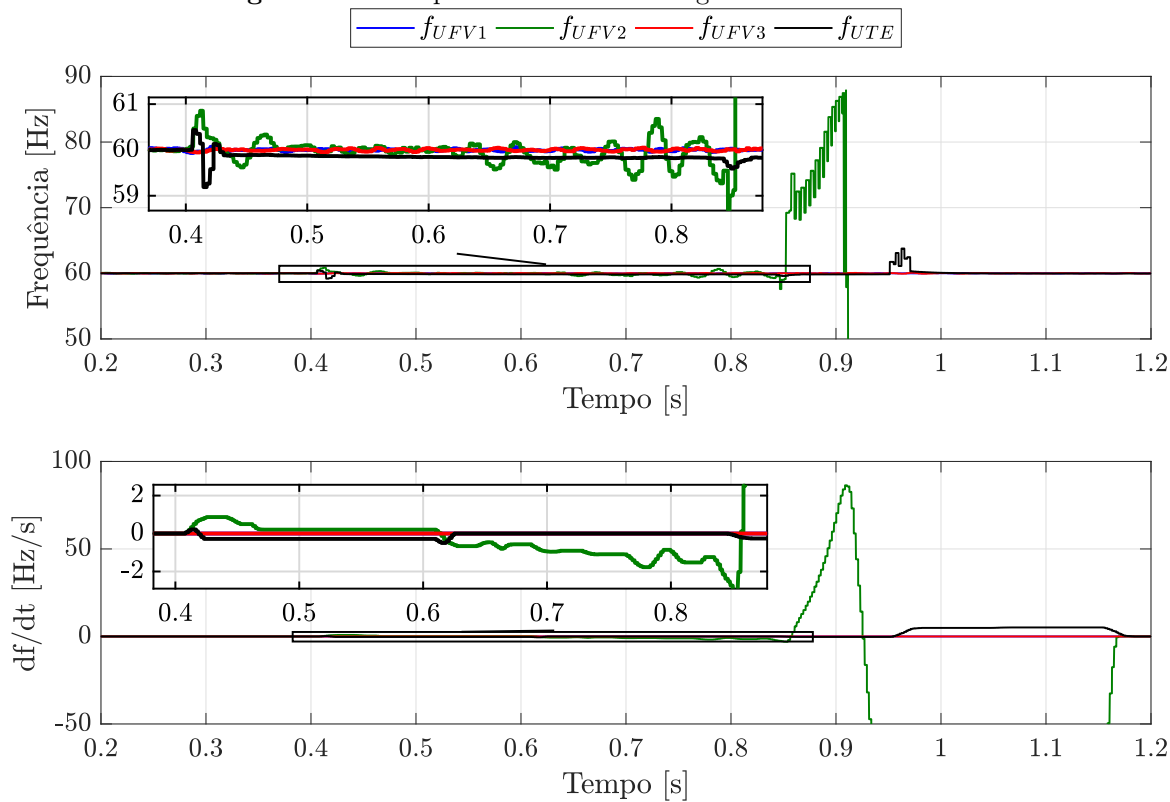
Analisando a Figura 5.39, verifica-se durante o ilhamento, uma redução mais significativa da potência ativa fornecida pelo gerador fotovoltaico bem como uma leve oscilação da potência reativa. Para o gerador térmico nota-se uma redução da potência ativa fornecida, bem como uma elevação da potência reativa injetada, até o momento em que o gerador é desconectado da rede. Adicionalmente, verifica-se uma pequena elevação da tendência de decaimento da potência ativa fornecida pelo gerador térmico em 842 ms, momento em que ocorre a desconexão do gerador fotovoltaico, que passa a fornecer mais potência ativa para as cargas da ilha.

Figura 5.39. Potências injetadas pelos geradores distribuídos.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 5.40. Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.



Fonte: Autoria Própria.

O comportamento da frequência e da sua taxa de variação são apresentados na Figura 5.40, pode-se verificar que durante a operação ilhada ocorre uma oscilação da frequência do gerador fotovoltaico UFV2 em torno da frequência do GD térmico, a qual possui um comportamento linear decrescente da frequência. Observa-se que o gerador fotovoltaico possui uma maior sensibilidade ao ilhamento devido a suas características construtivas, provocando taxas de variação de frequência mais significativas. Adicionalmente, pode-se verificar a operação eficiente da malha de controle de frequência do GD térmico, que garantiu o mínimo excursionamento da taxa de variação da frequência, que manteve essa taxa reduzida mesmo durante a operação ilhada.

5.8 AVALIAÇÃO DA CONSTANTE DE INÉRCIA DO GERADOR SÍNCRONO

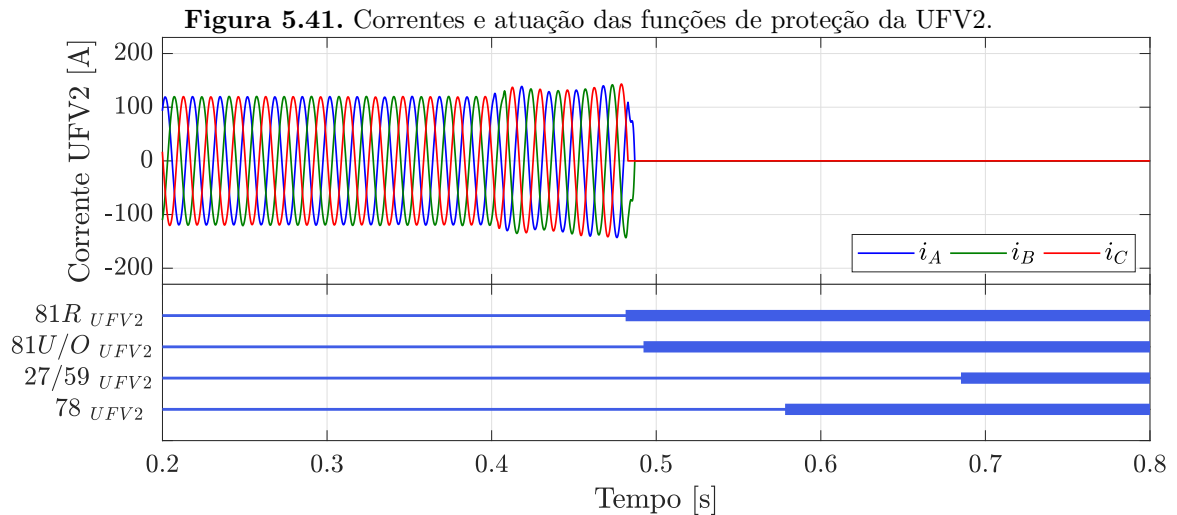
Buscando avaliar o impacto do momento de inércia do GS no tempo de atuação das funções de detecção avaliadas durante a formação de um ilhamento com o gerador térmico e o fotovoltaico, foram simulados onze casos utilizando o controle de potência e variando apenas o valor do momento de inércia do GS. O momento de inércia original do gerador é de 234,59 kg·m², valor este que representa 1 pu nos resultados a serem apresentados.

A equação (5.1) apresenta a relação entre a potência mecânica (P_m) e a potência eletromagnética (P_e) do gerador, sendo que a diferença entre as duas representa a potência de aceleração da máquina. No instante em que ocorre uma perturbação do ponto de operação, essas duas potências deixam de estar em equilíbrio, nesse momento surgem variações na velocidade do rotor do gerador provocando alterações em δ , que representa o ângulo entre a referência síncrona e o eixo do rotor. Uma vez que a frequência da tensão de saída é dependente da velocidade do rotor, ela está diretamente relacionada com o ângulo δ apresentado na equação. Dessa forma, considerando uma potência de aceleração constante, a inércia irá variar em sentido inverso ao da taxa de variação da frequência no tempo, ou seja quanto maior a constante de inércia do GS, menor é a variação de frequência da tensão, e por consequência maior o tempo de atuação das funções passivas de detecção de ilhamento utilizadas.

$$P_m - P_e = \frac{GH}{\pi f_{nom}} \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (5.1)$$

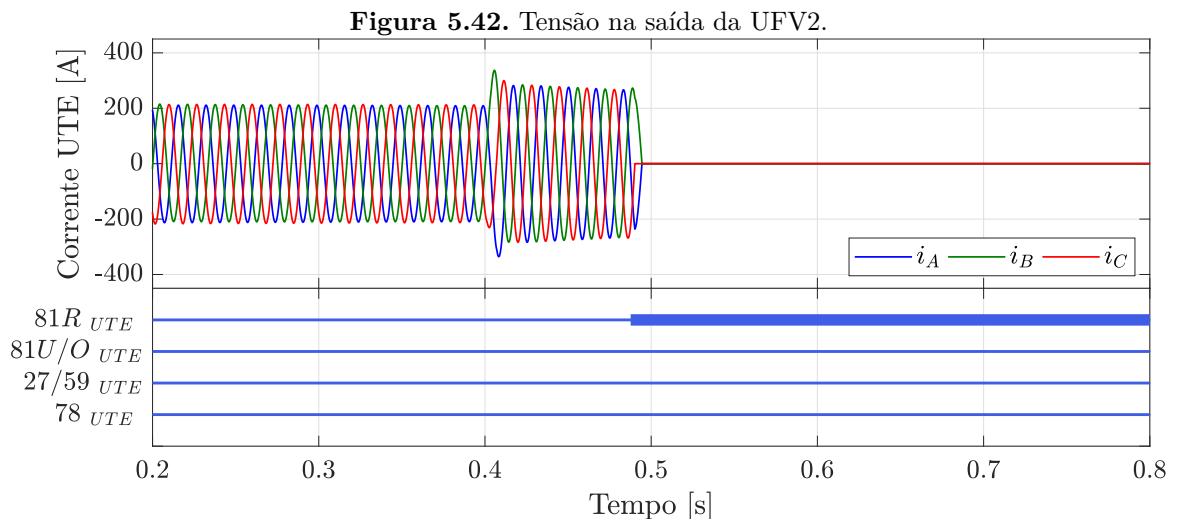
Inicialmente são apresentados os resultados transitórios da operação das funções de proteção

para o GS operando com um momento de inércia de 0,5 pu. Para essa análise foi simulado a abertura do trecho de rede de distribuição entre as barras 78 e 89, provocando assim o ilhamento dos geradores UFV2 e UTE. Na figura 5.41 é apresentado o comportamento da corrente injetada pelo gerador fotovoltaico UFV2 e a atuação das funções de proteção. Verifica-se que a função 81R foi responsável pela detecção, que aconteceu 81,4 ms após o início do ilhamento, com um tempo 16% inferior ao tempo de operação de 97 ms, para o caso de referência de 1 pu.



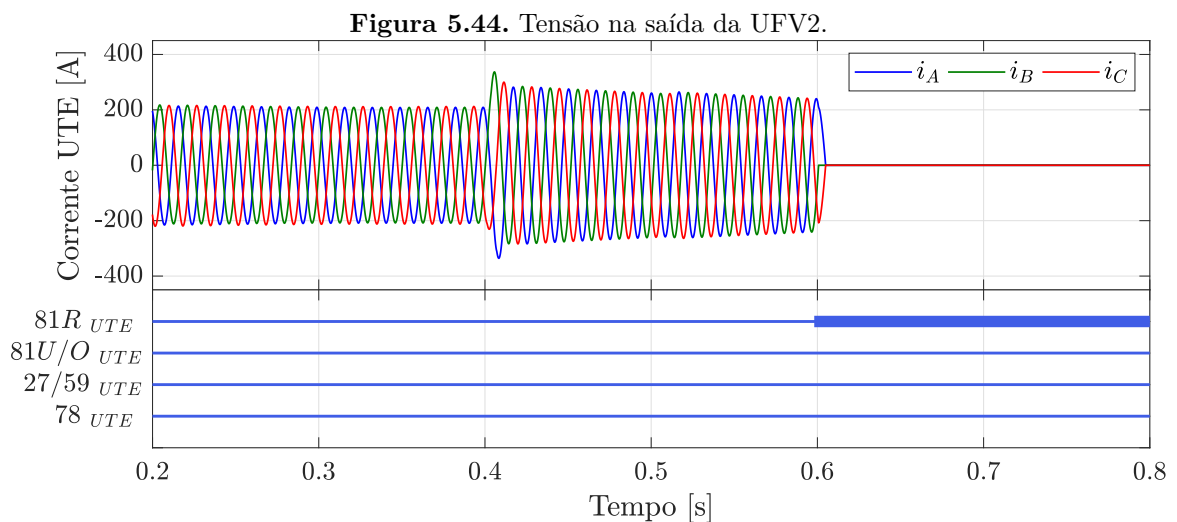
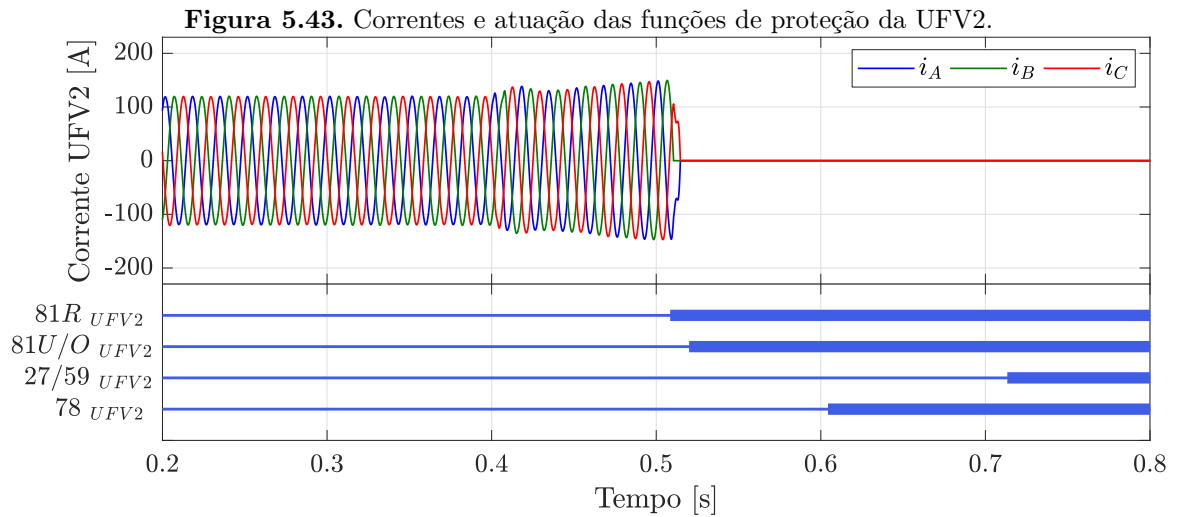
Fonte: Autoria Própria.

Na figura 5.42 é apresentado o comportamento da corrente injetada pelo gerador térmico UTE e a atuação das funções de proteção. Verifica-se novamente que a função responsável pela detecção foi a 81R, e sua operação aconteceu 87,7 ms após o início do ilhamento, em um tempo 28% inferior ao tempo de operação de 122,4 ms do caso de referência com 1 pu.



Fonte: Autoria Própria.

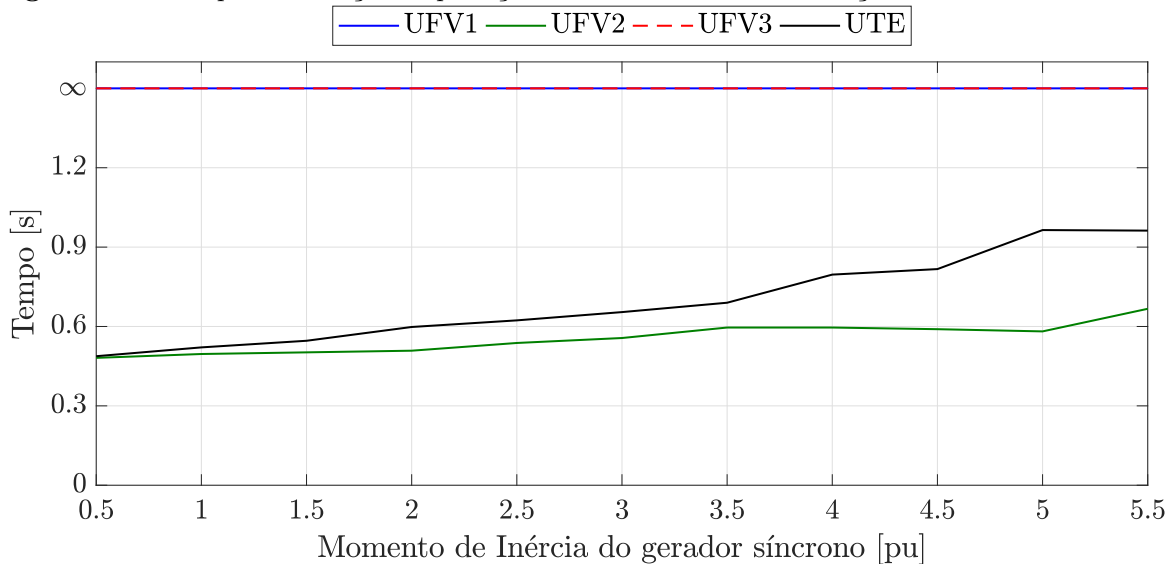
Na sequência são apresentados os resultados da operação das funções de detecção de ilhamento para o GS operando com um momento de inércia de 2 pu, para a mesma abertura do trecho de rede entre as barras 78 e 89. Na Figura 5.43 são apresentadas as correntes e a operação das funções para o gerador fotovoltaico UFV2, verifica-se a atuação da proteção pela função 81R, que atua 108,5 ms após o início do ilhamento, tempo este 12% superior ao do caso de referência. De forma complementar, na Figura 5.44, são ilustradas as correntes e o desempenho das funções de proteção para o gerador térmico UTE, nota-se que a identificação do ilhamento ocorre também pela função 81R, que atuou 198,1 ms após o início do ilhamento, tempo este 62% superior ao tempo de referência.



Na Figura 5.45 são apresentados os resultados da análise de sensibilidade paramétrica sobre

a variação da constante de inércia do GS, nessa figura é apresentado para cada um dos onze casos simulados o tempo em que as funções de proteção anti-ilhamento atuaram, desconectando o respectivo gerador distribuído da rede de distribuição. Vale ressaltar que para todos os casos, o ilhamento dos geradores UFV2 e UTE ocorre em 400 ms de simulação e que a função responsável pela detecção do ilhamento foi a 81R. Através dessa figura, pode-se verificar que o tempo de atuação do gerador fotovoltaico é sempre inferior ao do gerador térmico, e para os dois GDs observa-se a existência de uma correlação direta entre o momento de inércia do GS e o tempo de detecção do ilhamento, ou seja, observa-se que quanto maior é o momento de inércia do GS, maior é o tempo de detecção do ilhamento, uma vez que maior é a capacidade de manutenção da frequência da rede pelo gerador.

Figura 5.45. Tempos de atuação da proteção anti-ilhamento com a variação do momento de inércia.

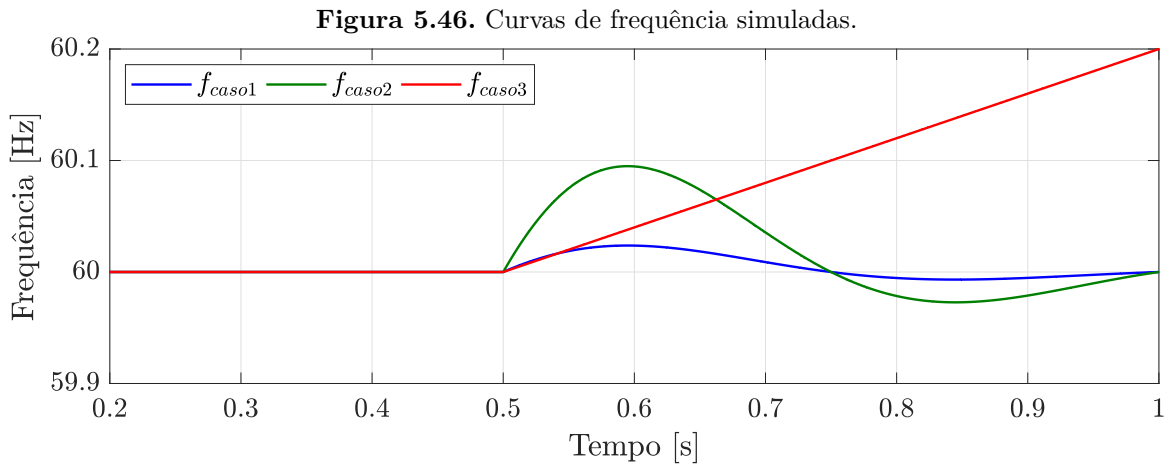


Fonte: Autoria Própria.

5.9 AVALIAÇÃO DA VARIAÇÃO DA FREQUÊNCIA DA REDE

A próxima análise a ser apresentada consiste na simulação de variações da frequência da rede, através do controle da frequência fornecida pela fonte principal, o barramento infinito que representa a subestação. Para isso são apresentados os resultados da operação da proteção anti-ilhamento dos quatro geradores distribuídos para três curvas de frequência, conforme ilustradas na Figura 5.46. O primeiro caso consiste em uma oscilação sub-amortecida cuja perturbação ocorre em 500 ms. O segundo caso é uma oscilação similar ao primeiro, apresentando o mesmo tempo de decaimento exponencial e mesma frequência, porém possui uma amplitude mais

elevada. O terceiro e último caso, consiste em uma variação linear positiva da frequência a partir de 500 ms.

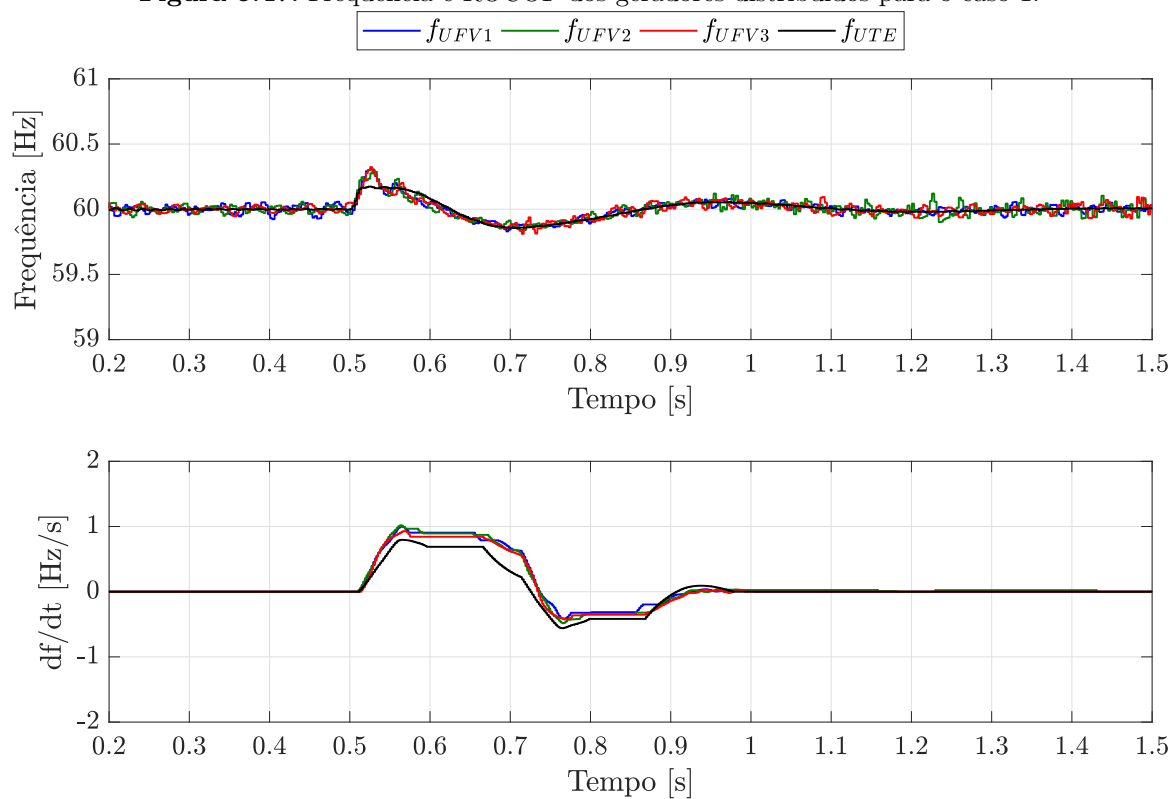


Fonte: Autoria Própria.

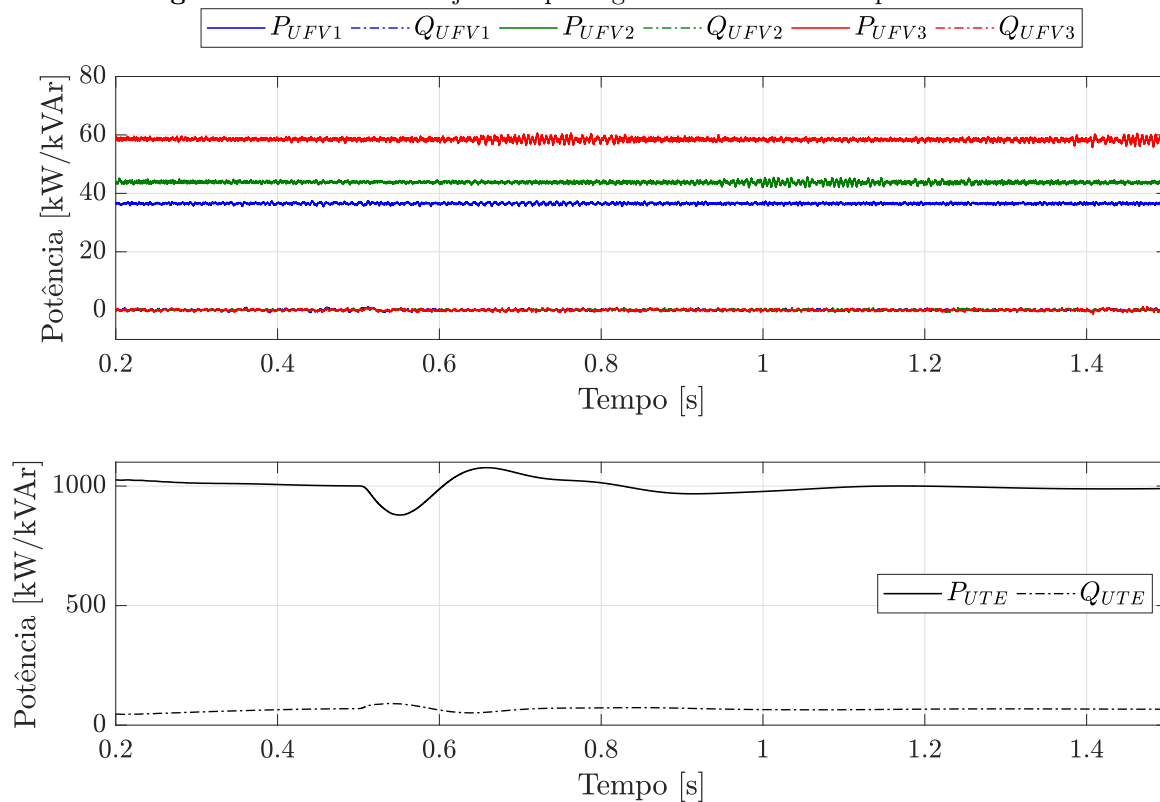
Para o primeiro caso, por se tratar de uma oscilação da frequência mais suave, as proteções dos quatro geradores distribuídos não atuaram, dessa forma verifica-se um acompanhamento da frequência dos quatro geradores com a oscilação da rede, conforme ilustrado na Figura 5.47, demonstrando a correta operação das malhas de controle de sincronismo dos geradores distribuídos. Adicionalmente pode-se verificar que os geradores fotovoltaicos estão mais suscetíveis a variações de frequência, uma vez que eles assumem valores mais elevados que o GD térmico após a oscilação bem como apresentam uma taxa de variação da frequência mais elevada.

Na Figura 5.48 são apresentados os comportamentos das potências injetadas. Nota-se que a potência dos geradores fotovoltaicos não apresentam uma alteração significativa de seus valores, a menos de alguns componentes ruidosos de alta frequência. Entretanto, o gerador térmico, de forma contrária, apresentou uma alteração das potências injetadas diante da variação da frequência. Observa-se que essa relação inversamente proporcional, ou seja, quando a frequência assumiu valores mais elevados a potência reduziu, e vice versa.

Esse comportamento do gerador térmico ocorre devido ao regulador de frequência da rede, que está configurado para promover uma geração síncrona em 60 Hz. A lógica de controle do gerador, ao perceber que a frequência esta acima do seu valor nominal, entende que a potência de geração é superior à carga, provocando assim uma redução da potência fornecida. A mesma lógica se aplica para o caso em que a frequência fica abaixo da referência, provocando assim uma elevação da potência fornecida pelo GS.

Figura 5.47. Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos para o caso 1.

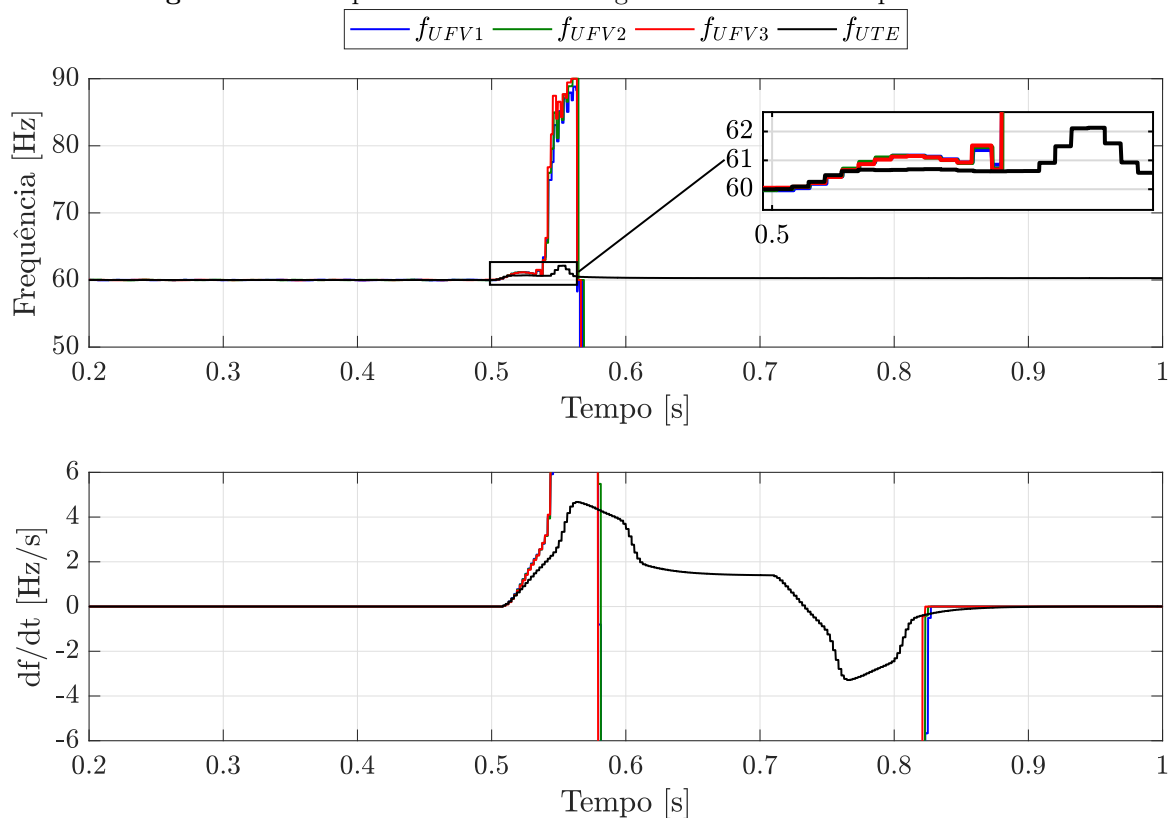
Fonte: Autoria Própria.

Figura 5.48. Potências injetadas pelos geradores distribuídos para o caso 1.

Fonte: Autoria Própria.

O segundo caso analisado, por possuir uma oscilação de frequência com magnitude mais significativa, provocou a atuação da proteção anti-ilhamento, sendo que para os quatro geradores a função responsável pela detecção foi a de taxa de variação da frequência ($81R$). Na Figura 5.49 é apresentado o comportamento das frequências para o segundo caso, verifica-se que após a atuação da proteção e abertura dos disjuntores, a frequência dos geradores fotovoltaicos se elevam significativamente, devido à perda da referência da malha de sincronismo com a rede, até o instante em que ocorre o bloqueio da estimação de frequência pela redução da magnitude da tensão. O gerador térmico, por sua vez, devido às suas características construtivas mais robustas, apesar de ter atingido os limites de operação da função $81R$, apresentou uma alteração menos significativa da frequência e da sua taxa de variação, quando comparado aos geradores fotovoltaicos.

Figura 5.49. Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos para o caso 2.

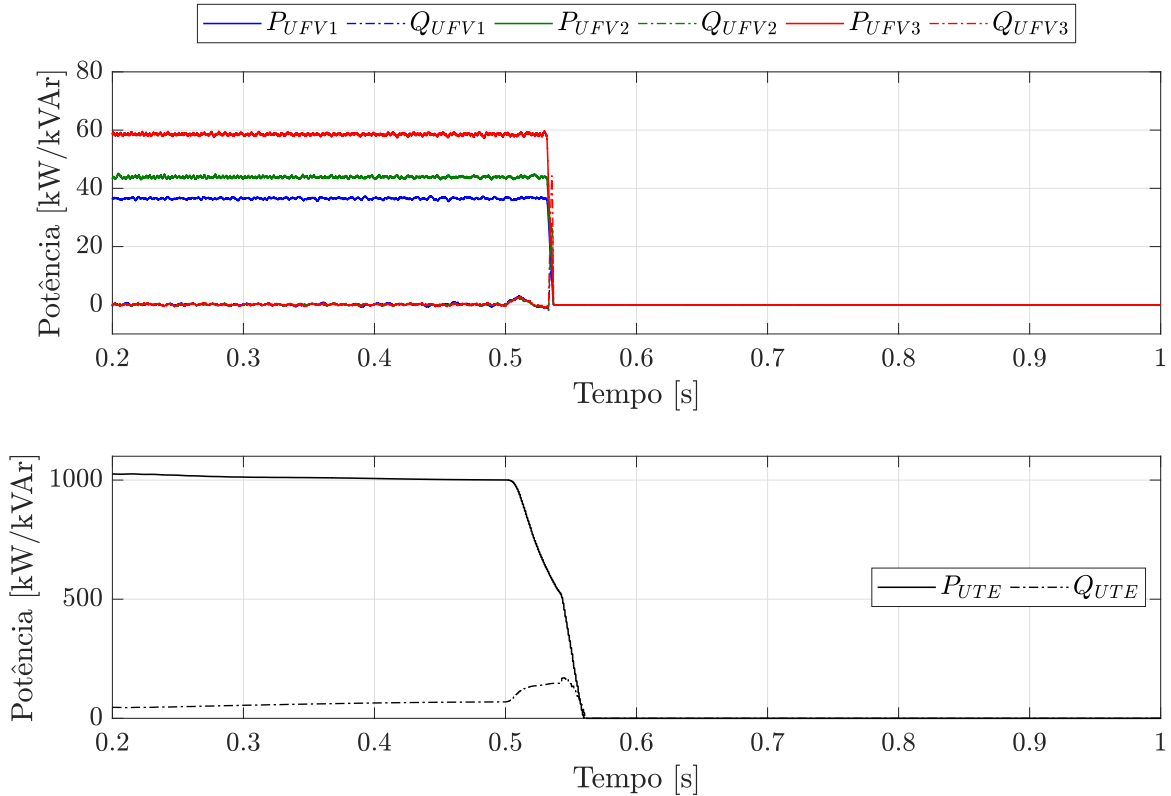


Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 5.50 são apresentadas as potências injetadas pelos quatro geradores distribuídos, pode-se verificar que após a oscilação da frequência da subestação, todos os geradores passaram a injetar uma potência nula, uma vez que foram desconectados da rede pela atuação da proteção. Observa-se que a proteção anti-ilhamento dos geradores fotovoltaicos atuaram praticamente no

mesmo instante, em 530 ms, enquanto que o gerador térmico foi desconectado da rede em 540 ms, devido ao fato de ter apresentado uma variação da frequência inferior.

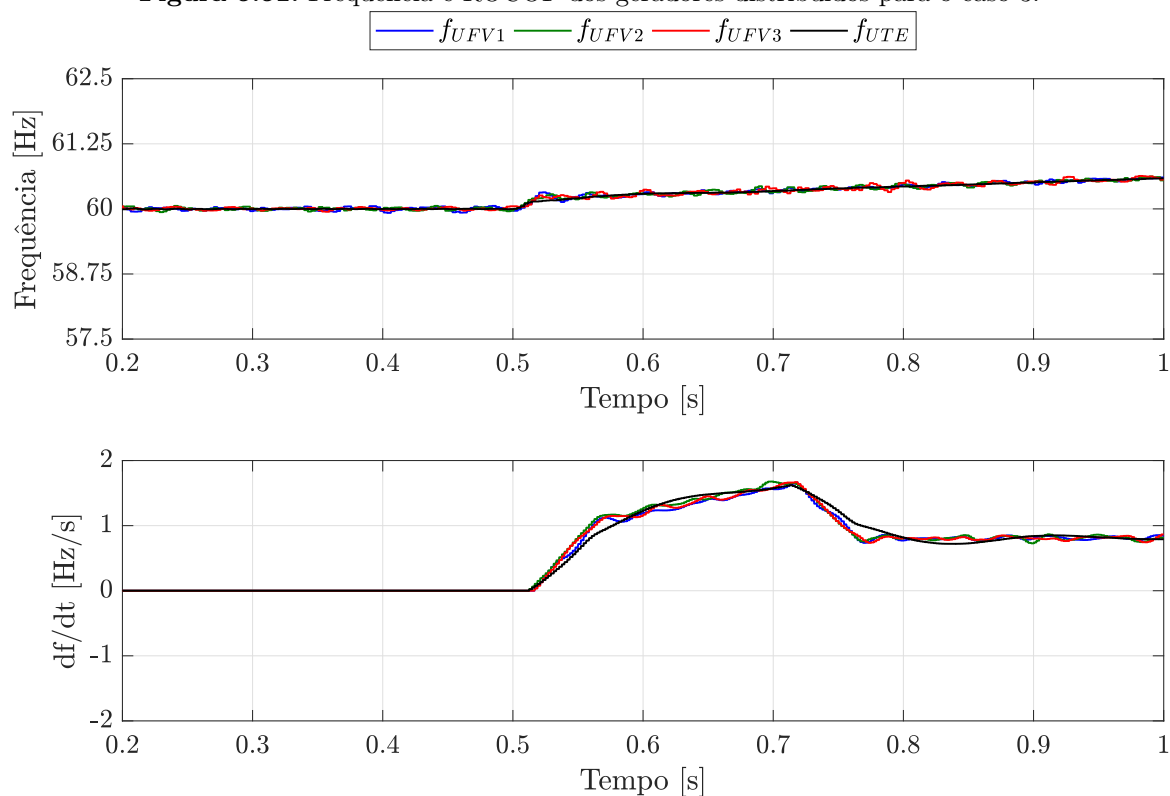
Figura 5.50. Potências injetadas pelos geradores distribuídos para o caso 2.



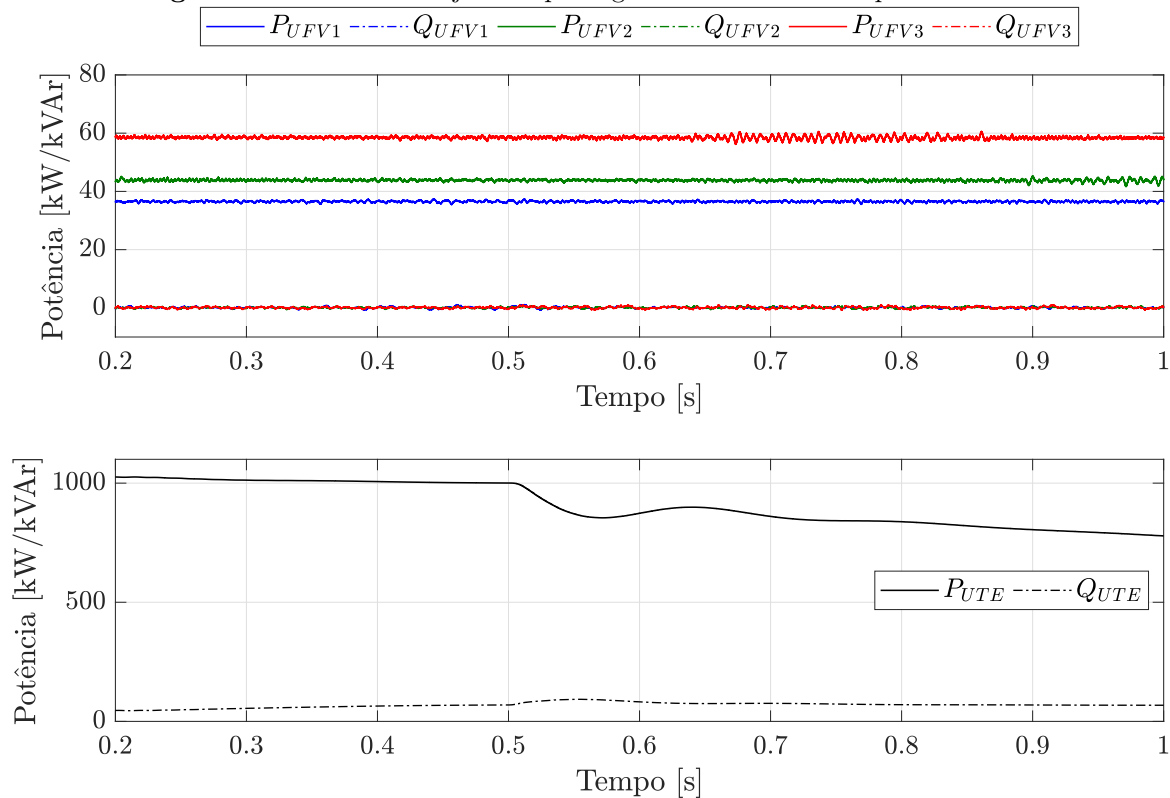
Fonte: Autoria Própria.

Para o terceiro caso, em que ocorre a variação linear positiva da frequência, verificou-se que a proteção anti-ilhamento de nenhum gerador distribuído atuou, o comportamento da frequência e da sua taxa de variação é apresentado na Figura 5.51, em que nota-se um acompanhamento da frequência por todos os geradores. Adicionalmente, verifica-se que a taxa de variação da frequência passa por um período de transição devido a ao início da variação da frequência e ao cálculo da janela de média móvel. Posteriormente verifica-se a estabilização da taxa de variação em um valor constante e inferior ao limiar de atuação.

Na Figura 5.52 são apresentadas as potências injetadas pelos geradores distribuídos, observa-se que o aumento linear da frequência não provocou alterações das potências injetadas pelos geradores fotovoltaicos. O gerador térmico, por outro lado, apresentou uma redução linear da potência ativa injetada, com uma componente oscilatória amortecida oriunda da atuação de suas malhas de controle. Verifica-se novamente o comportamento inversamente proporcional entre a potência ativa e a variação da frequência da rede.

Figura 5.51. Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos para o caso 3.

Fonte: Autoria Própria.

Figura 5.52. Potências injetadas pelos geradores distribuídos para o caso 3.

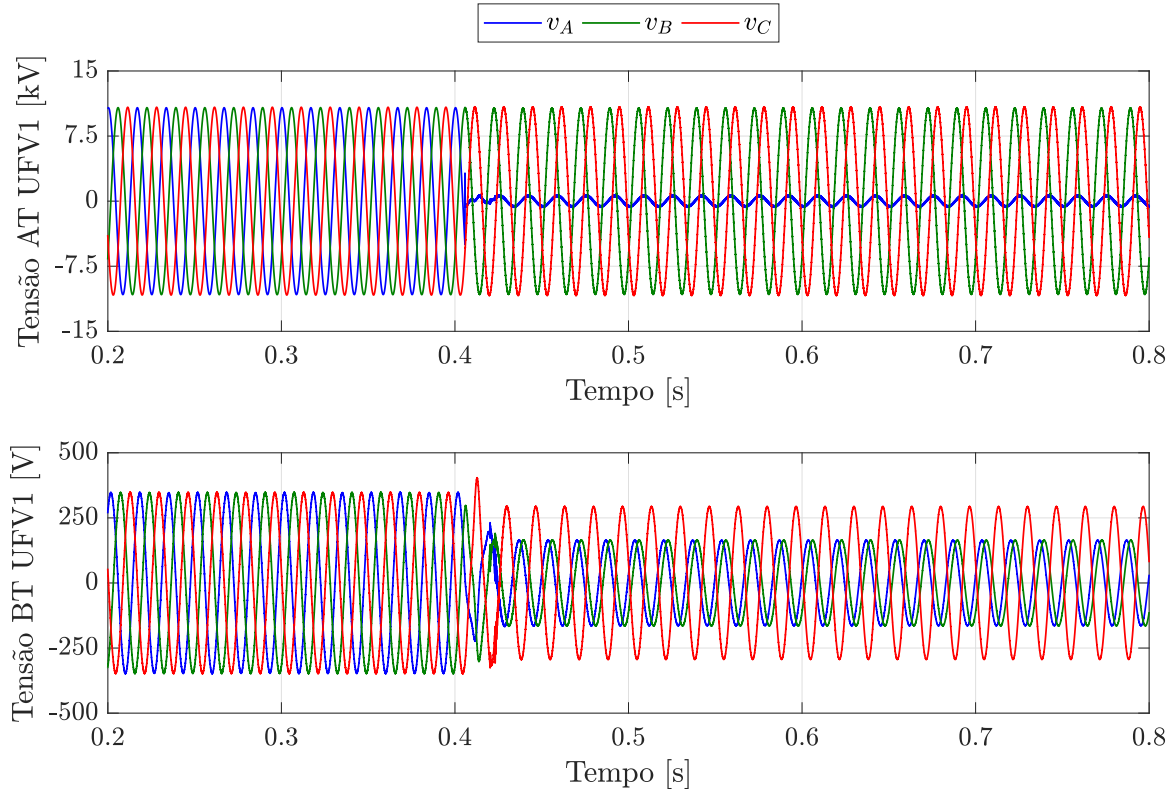
Fonte: Autoria Própria.

5.10 AVALIAÇÃO DA ABERTURA MONOPOLAR

Tradicionalmente as redes de distribuição utilizam elementos de proteção monofásicos, como elos fusíveis e em alguns casos religadores que permitem a implementação da abertura monopolar (AM). A fim de avaliar o desempenho das funções de proteção anti-ilhamento para essa situação, simulou-se em 400 ms a abertura monopolar da fase *A* da rede primária de distribuição entre as barras 10 e 11, conforme ilustrado na Figura 5.12.

Essa abertura monopolar na rede primária provoca uma alteração dos níveis de tensão nos terminais do transformador de acoplamento do gerador fotovoltaico UFV1, conforme pode-se observar na Figura 5.53, em que são apresentadas as tensões do lado de alta tensão (AT) e baixa tensão (BT). Verifica-se que na rede primária ocorre uma redução expressiva da magnitude da tensão da fase *A*, enquanto que as fases *B* e *C* permanecem em seus valores nominais. Na rede secundária, por sua vez, verifica-se uma subtensão nas três fases, sendo mais significativa nas fases *B* e *C*.

Figura 5.53. Tensões nos terminais do transformador de acoplamento.



Fonte: Autoria Própria.

A existência de uma tensão residual no terminal de alta tensão do transformador na fase

aberta, deve-se à existência de uma tensão de *backfeed*, originada pelo tipo de conexão do transformador de acoplamento. A origem dessa tensão na fase seccionada é o fluxo magnético que circula pelo núcleo do transformador, originando um fluxo de potência no sentido contrário ao usual, no sentido da carga para a alimentação de energia da rede ¹. Na Tabela 5.4 são apresentados os tipos de conexão dos transformadores de acoplamento em que pode ocorrer a tensão de *backfeed*, verifica-se que esse evento pode acontecer para a maior parte das conexões dos transformadores trifásicos.

Tabela 5.4. *Backfeed* em função da conexão do transformador e da carga.

Conexão Transformador	Conexão Carga	<i>Backfeed</i>
Y _n - Y _n	Δ	Sim
Y _n - Y	Δ	Sim
Y _n - Y _n	Y	Não
Y _n - Y	Y	Não
Y - Δ	Δ	Sim
Δ - Δ	Δ	Sim
Δ - Y _n	Δ	Sim
Δ - Y	Δ	Sim
Δ - Y _n	Y	Sim

Fonte: (AGÜERO *et al.*, 2010).

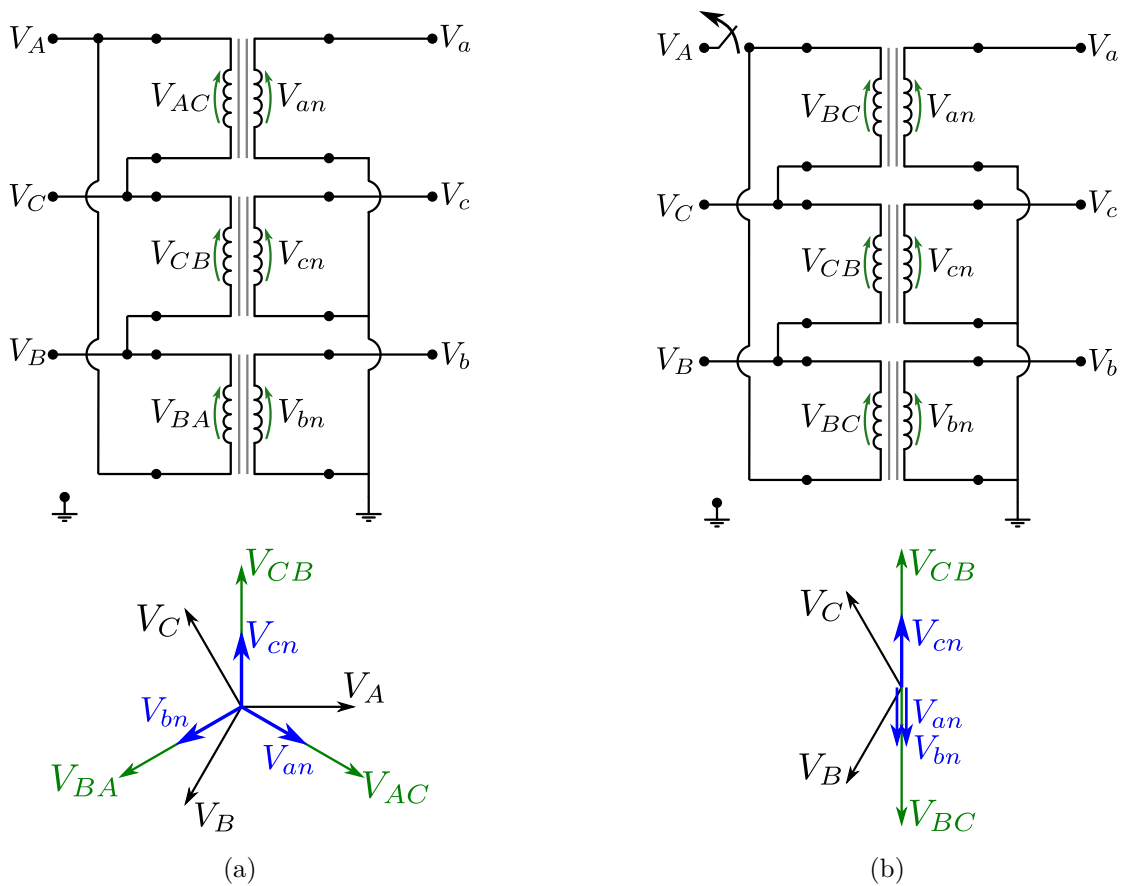
Ressalta-se que esse evento de tensão regressa pode ser alto o suficiente para causar prejuízos à segurança de equipes envolvidas com a manutenção da rede e até mesmo ser capaz de sustentar um arco elétrico, que pode ocorrer, por exemplo, devido à queda de um condutor. Nesse último caso, essa tensão é aplicada na falta monofásica que originou a abertura monopolar, continuando a fluir uma corrente pelo arco elétrico. Esse acontecimento impede assim a correta operação de religadores automáticos, de tal forma que uma falta transitória se torne permanente, provocando bloqueios desnecessários de religadores (AGÜERO *et al.*, 2010). Apesar destes pontos de atenção, as concessionárias de distribuição continuam a utilizar fusíveis com abertura independente e religadores com abertura monopolar sem verificar problemas significativos com a tensão de *backfeed*.

Uma análise das conexões do transformador de acoplamento do GD, permite um melhor entendimento sobre o comportamento das tensões observadas na Figura 5.53. Na Figura 5.54(a)

¹Em Sutherland & Short (2006) são apresentados em detalhes os equacionamentos para a definição da tensão e corrente de *backfeed*.

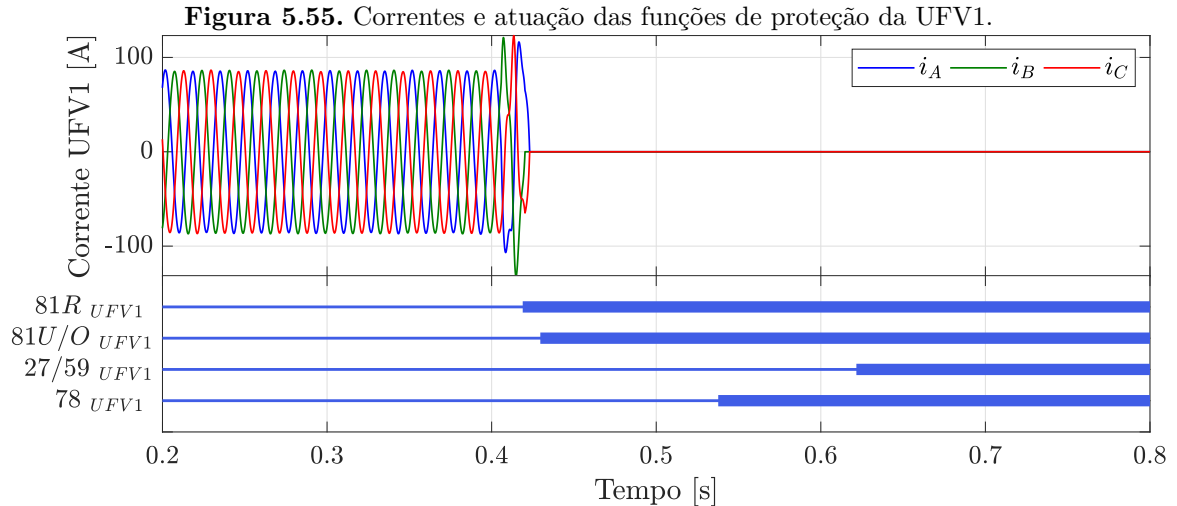
é apresentado o detalhamento das conexões do transformador trifásico Delta - Estrela (Dyn) aterrada, operando em regime normal com suas três fases energizadas, nesse caso verifica-se que as tensões secundárias de fase induzidas estão equilibradas e em fase com as tensões primárias de linha. Entretanto, quando ocorre a abertura monopolar da fase A , conforme ilustrado na Figura 5.54(b), duas bobinas primárias do transformador passam a ser energizadas pela mesma tensão de linha, V_{BC} , dessa forma, por divisão de tensão, são induzidas tensões secundárias reduzidas nas fases a e b .

Figura 5.54. Conexão do transformador (a) antes da AM (b) após a AM.



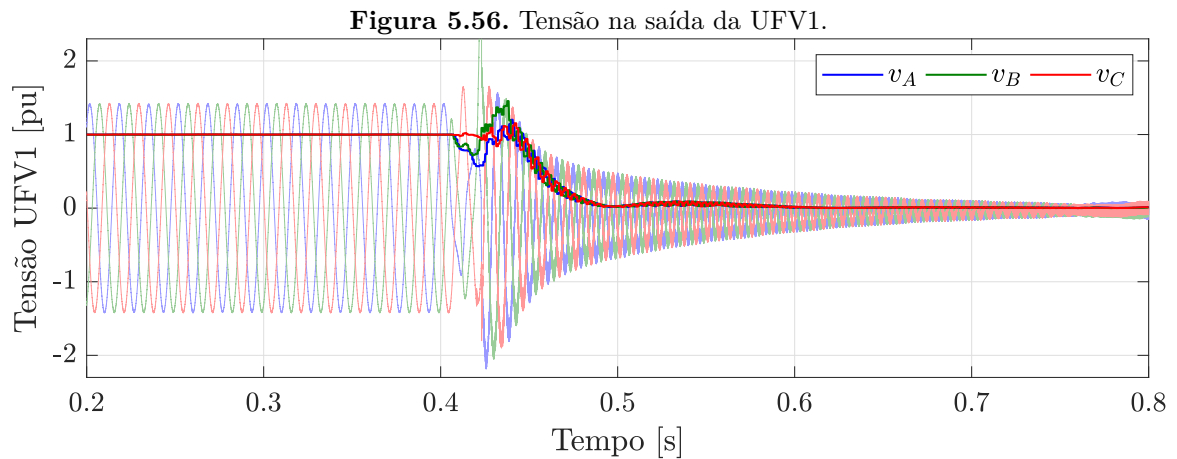
Fonte: (TOLEDO *et al.*, 2020).

A abertura monopolar simulada afeta a operação do gerador fotovoltaico UFV1, e provoca a sua atuação, na Figura 5.55 é ilustrado o comportamento das correntes fornecidas e a operação das funções de proteção anti-ilhamento do gerador fotovoltaico. Verifica-se que a função 81R operou 18,9 ms após a abertura monopolar, atuando sobre os disjuntores para desconexão do gerador da rede. Adicionalmente, nota-se uma sobrecorrente nos instantes em que ocorre a operação desequilibrada do gerador com a abertura monopolar.



Fonte: Autoria Própria.

A Figura 5.56 apresenta o comportamento da tensão nos terminais do mesmo gerador, como esperado verifica-se após a abertura monopolar uma redução do módulo da tensão apenas nas fases A e B , até o instante em que ocorre a desconexão do gerador, em que passa a se verificar uma redução do nível de tensão nos terminais do gerador devido ao descarregamento da energia armazenada no capacitor do conversor.

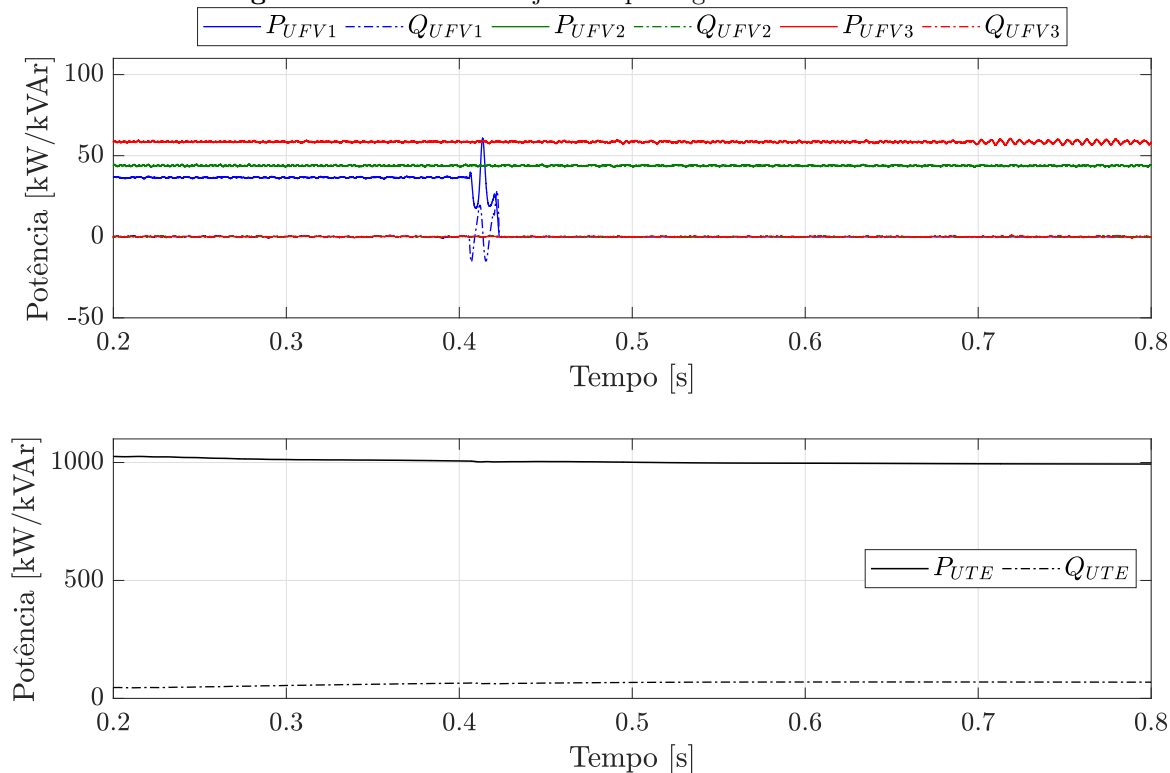


Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 5.57 são apresentadas as potências injetadas pelos geradores distribuídos conectados à rede, pode-se verificar uma operação transitória durante o período em operação monopolar, em que ocorre uma oscilação da potência ativa e reativa do gerador fotovoltaico UFV1, enquanto que os outros geradores continuam a injetar suas potências nominais. Por fim, na Figura 5.58 é apresentado o comportamento da frequência e sua taxa de variação, nota-se a elevação da taxa de variação da frequência no tempo, que chega a atingir o limiar de 2 Hz/s,

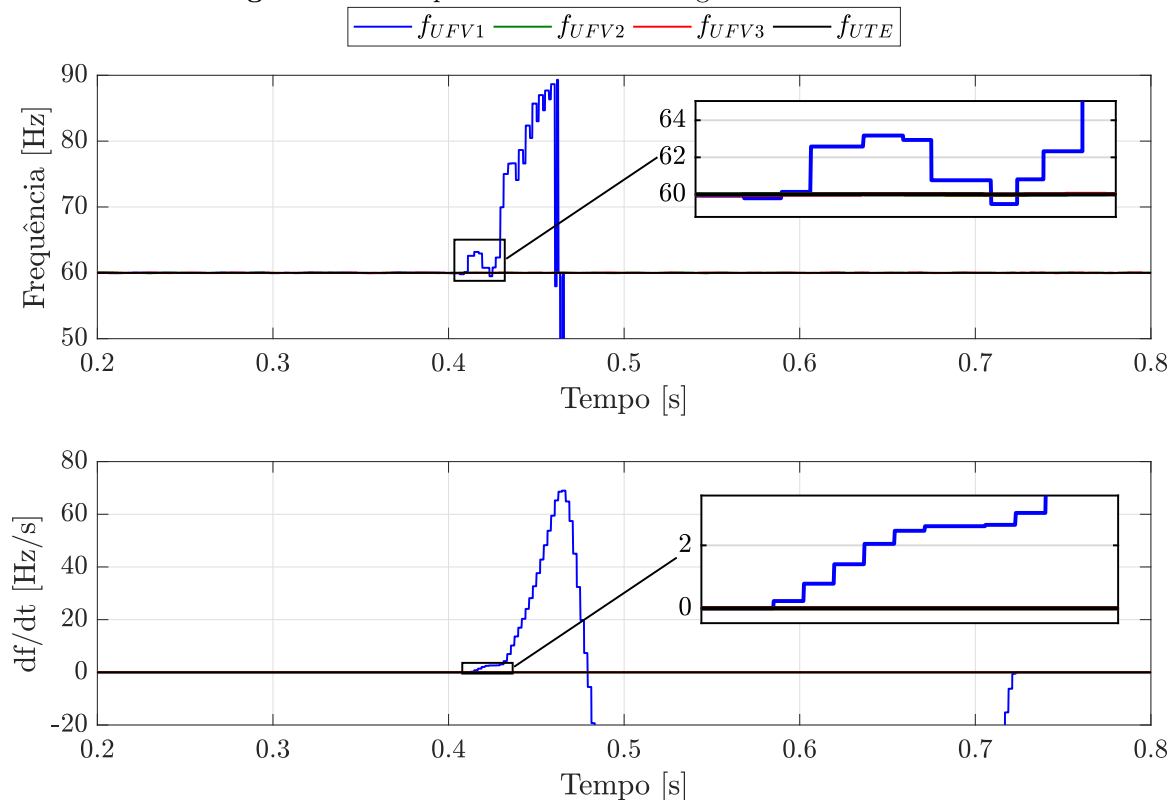
provocando assim a atuação instantânea da função de proteção 81R.

Figura 5.57. Potências injetadas pelos geradores distribuídos.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 5.58. Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.



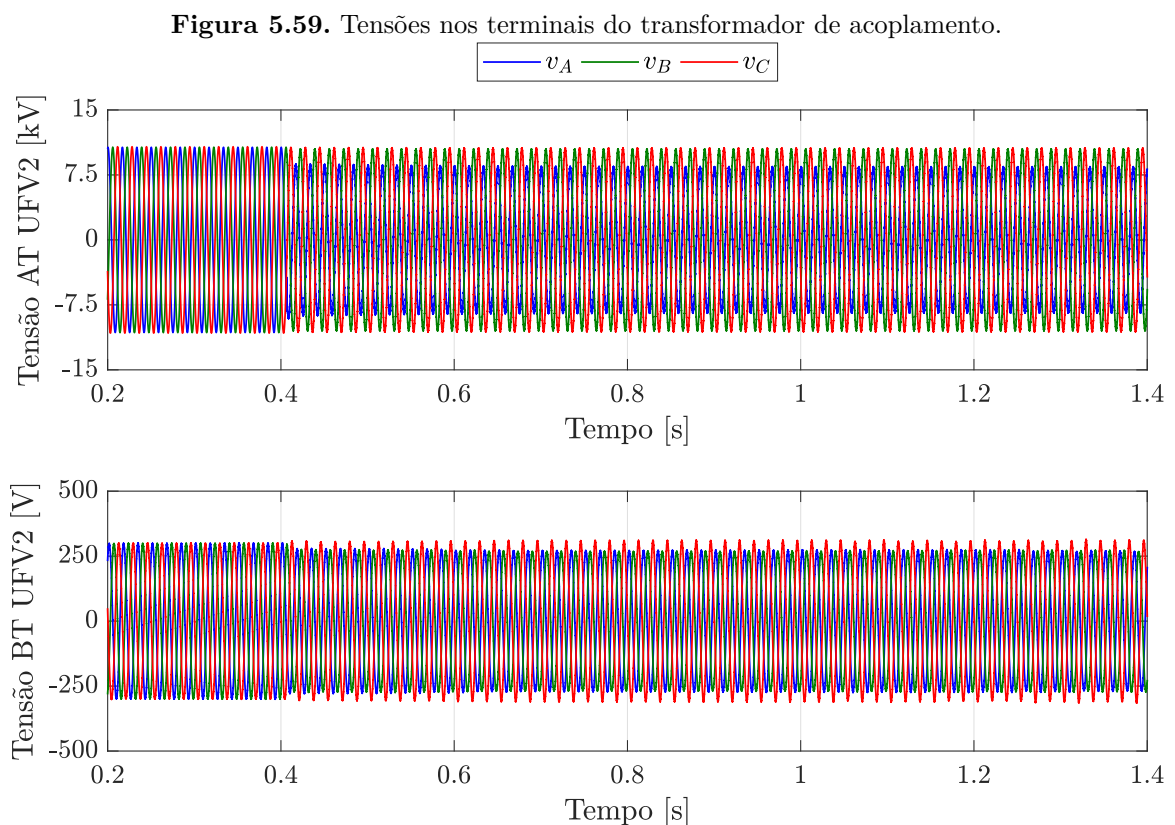
Fonte: Autoria Própria.

5.11 AVALIAÇÃO DA ABERTURA MONOPOLAR COM ILHAMENTO UFV+UTE

Buscando complementar a análise do comportamento das funções de proteção anti-ilhamento perante a abertura monopolar da rede primária, foi simulada a abertura monopolar do trecho de rede entre as barras 78 e 89, conforme ilustrado na Figura 5.12. Nesse caso, esse chaveamento irá afetar a operação dos geradores posicionados à jusante da abertura, neste caso os geradores fotovoltaico UFV2 e o térmico UTE.

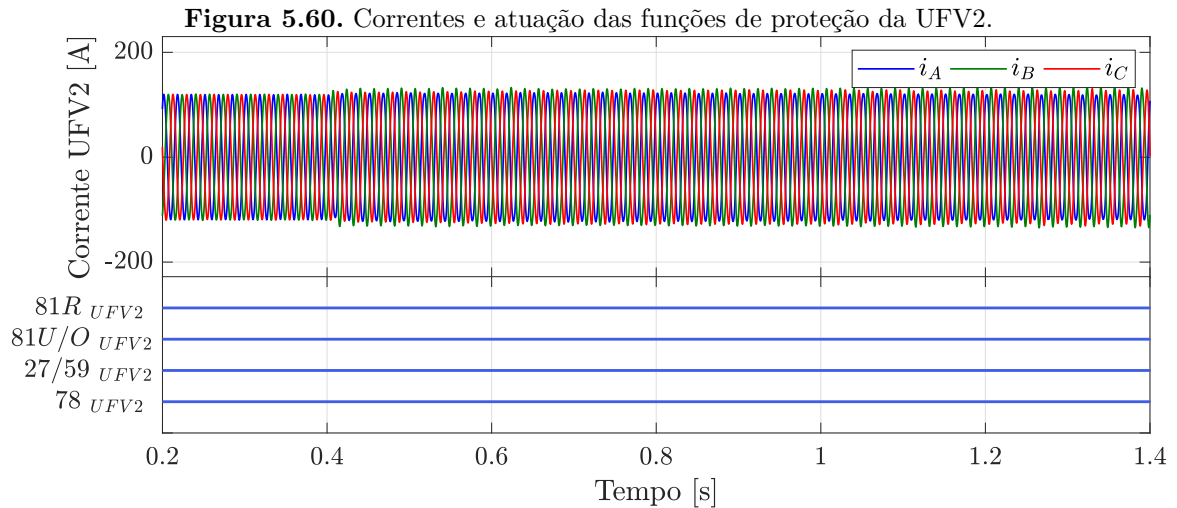
A Figura 5.59 apresenta o comportamento das tensões do lado de alta e baixa tensão do transformador de acoplamento do gerador fotovoltaico UFV2. Verifica-se que do lado de alta tensão ocorre uma subtensão da fase A , enquanto que as demais fases continuam operando em valores nominais. Por sua vez, no lado de baixa tensão é verificado uma subtensão nas fases A e B , devido às conexões do transformador. Neste caso verifica-se que a subtensão é menos significativa do que a verificada para o caso em que apenas o gerador fotovoltaico é afetado, isso ocorre devido à capacidade do GS de manter a tensão mais próxima do valor nominal.

A Figura 5.60 ilustra as correntes fornecidas pelo gerador fotovoltaico UFV2 bem como a

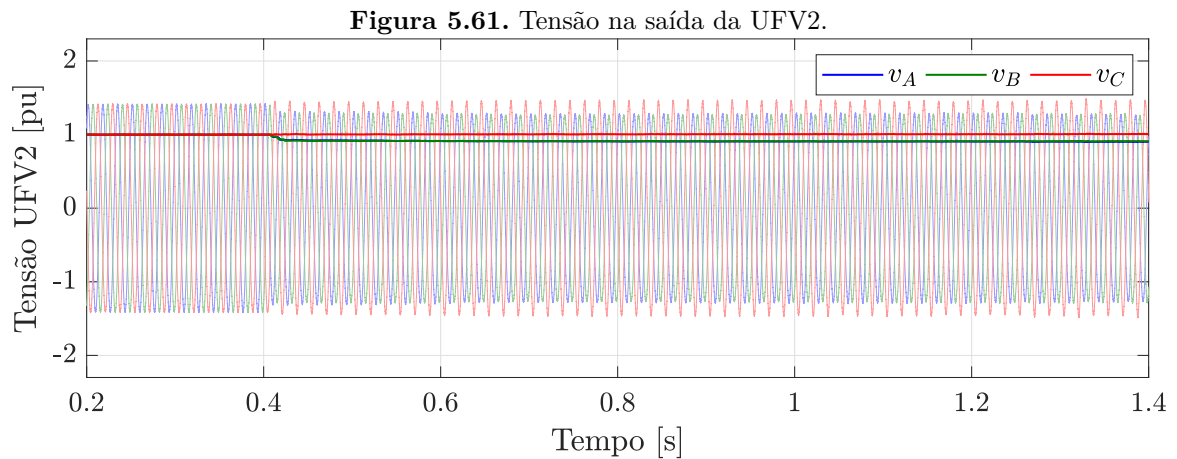


Fonte: Autoria Própria.

operação das funções de detecção, enquanto que na Figura 5.61 são apresentadas as tensões nos terminais desse gerador. Nota-se que, após a abertura monopolar da rede primária, o gerador passa a operar de forma desequilibrada, injetando correntes desbalanceadas e operando com uma subtensão nas fases A e B . Adicionalmente nota-se que as funções de detecção analisadas não foram sensibilizadas para o caso em operação em paralelo com o gerador térmico, permitindo assim a continuidade dessa operação.

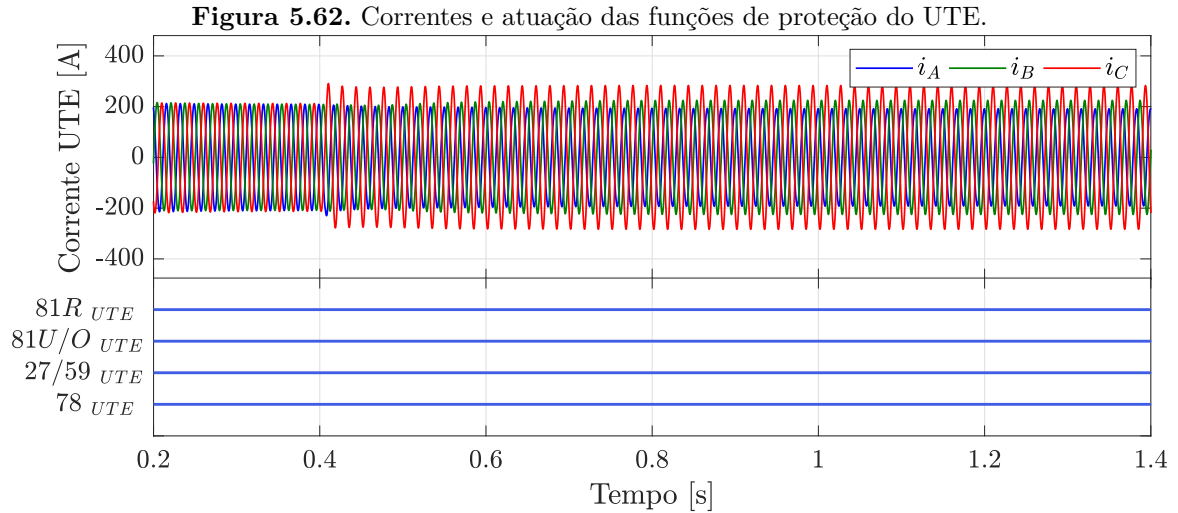


Fonte: Autoria Própria.

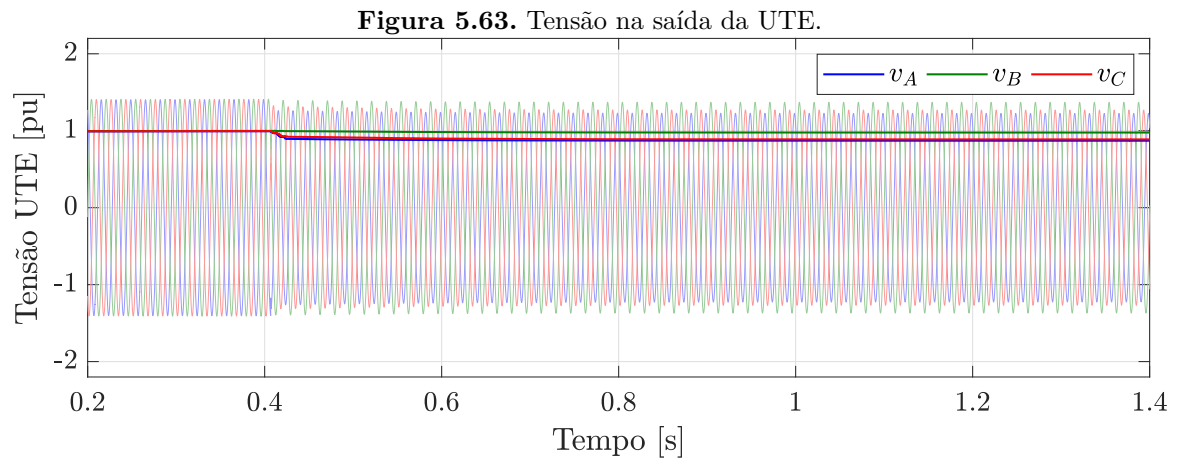


Fonte: Autoria Própria.

Nas Figuras 5.62 e 5.63 são apresentados os comportamentos das correntes e tensões do gerador térmico para a abertura monopolar. Verifica-se para esse gerador, a subtensão em duas fases, devido às conexões do transformador de acoplamento e nota-se um desequilíbrio entre as correntes ainda mais significativo do que o do gerador fotovoltaico. De forma similar, verifica-se que as funções do gerador térmico não atuaram para essa operação.



Fonte: Autoria Própria.

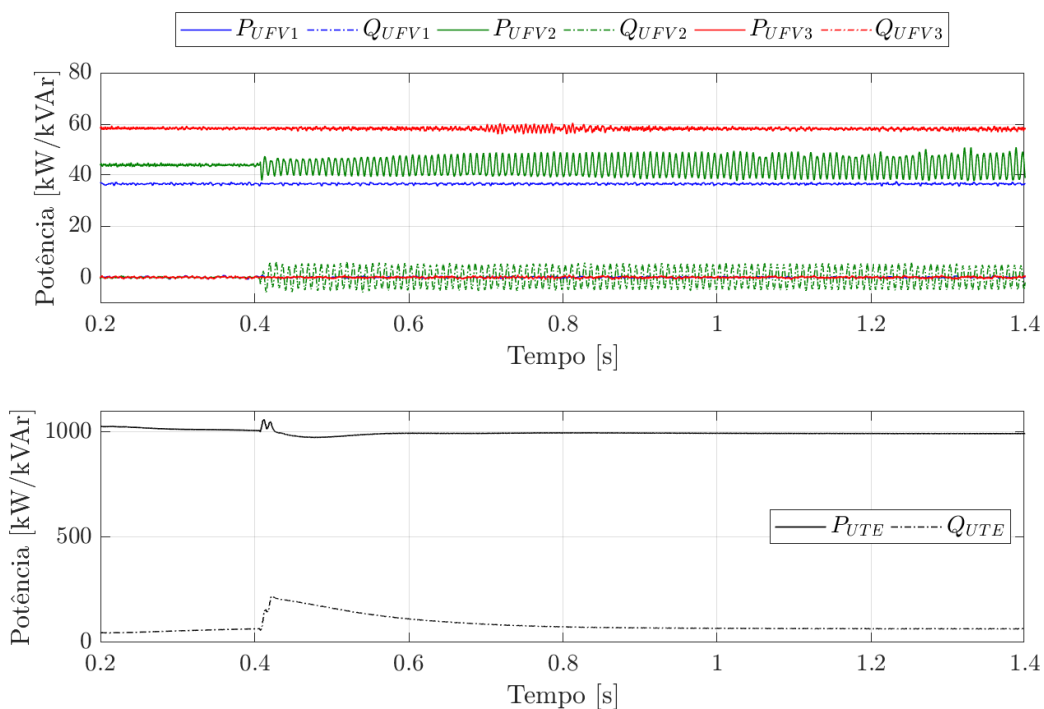


Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 5.64 são apresentadas as potências injetadas pelos geradores distribuídos, nela pode-se observar que após a abertura monopolar as potências ativa e reativa injetadas pelo gerador fotovoltaico UFV2 apresentam componentes oscilatórias. Conforme mencionado anteriormente, essas oscilações tem uma frequência de 120 Hz e são originadas pela operação desequilibrada do gerador, sendo que a origem dessas componentes está relacionada com a Transformada de Park utilizada na malha de controle de sincronismo com a rede. Adicionalmente, a injeção de potência do gerador térmico sofre uma pequena perturbação após a abertura, porém o após um certo período a malha de controle converge para esse novo ponto de operação e o mesmo passa a operar fornecendo sua potência nominal.

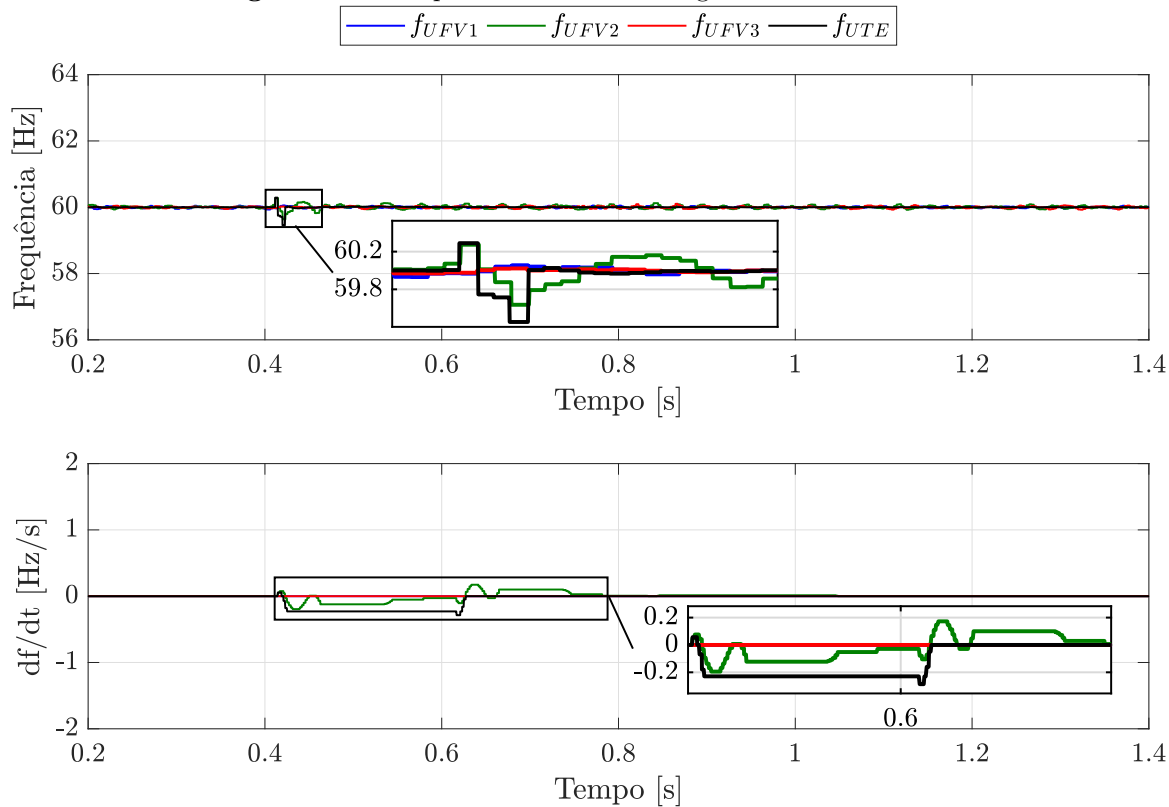
Analisando a Figura 5.65, pode-se verificar que após a abertura monopolar, em 400 ms, ocorre uma perturbação da frequência dos geradores UFV2 e UTE, e após esse transitório

Figura 5.64. Potências injetadas pelos geradores distribuídos.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 5.65. Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.

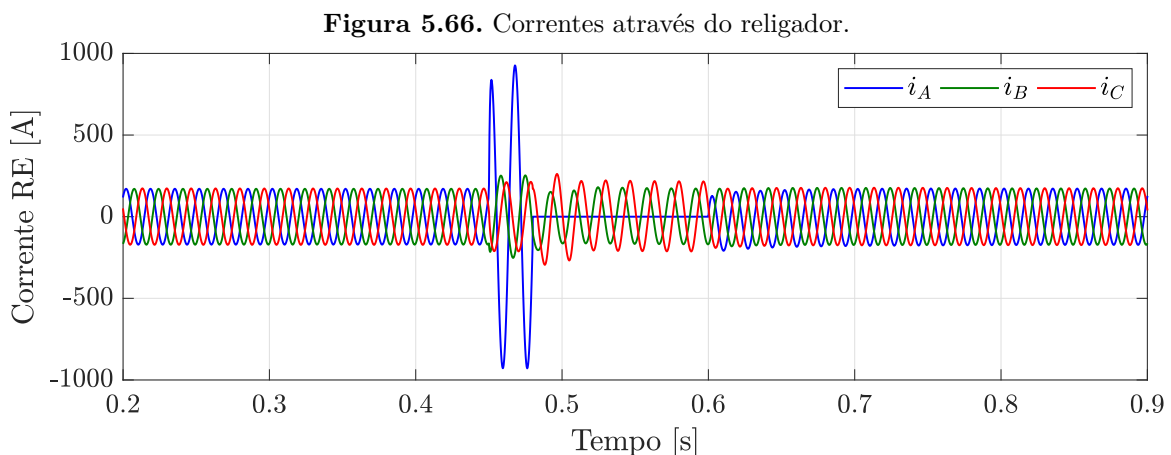


Fonte: Autoria Própria.

nota-se que a frequência volta a assumir valores próximos dos nominais, porém apresentando uma discreta elevação na sua oscilação em regime permanente desequilibrado. Essa variação da frequência após a abertura provoca uma redução da taxa de variação da frequência, que assume valores de aproximadamente 0,2 Hz/s, adicionalmente pode-se verificar o efeito do amortecimento das variações pela janela móvel que propaga esse valor por 200 ms.

5.12 RELIGAMENTO

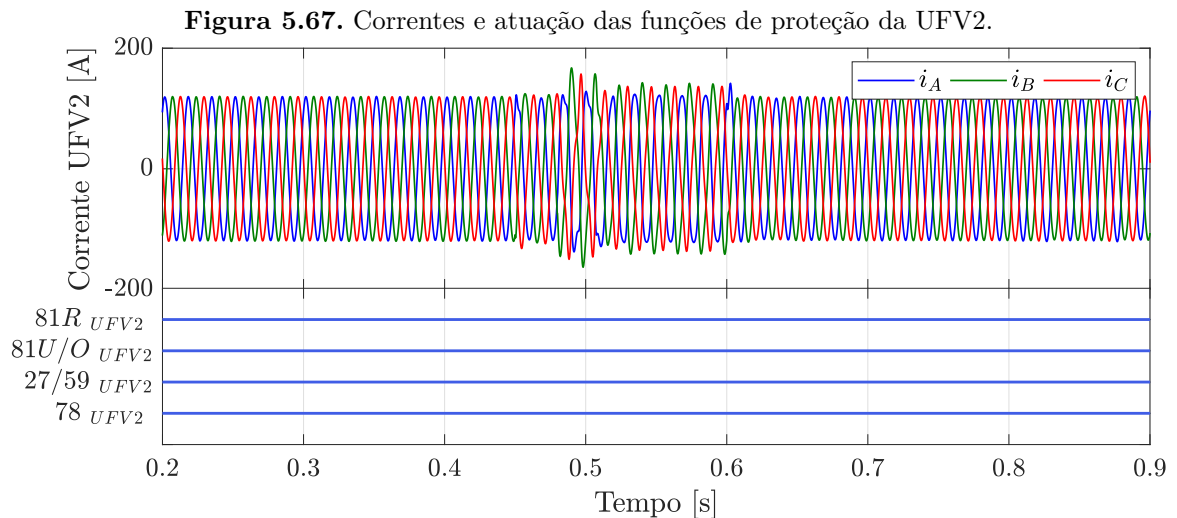
O último caso analisado consiste na simulação de um religamento monopolar que atua para a eliminação de um curto-circuito monofásico transitório², na Figura 5.66 é apresentado o comportamento da corrente que flui pelo religador. Essa falta monofásica na fase *A* ocorre entre 450 e 500 ms na barra 75 do alimentador de distribuição, conforme ilustrado na Figura 5.12. A ocorrência dessa falta provoca a abertura monopolar em 480 ms de um religador posicionado entre as barras 48 e 61, dessa forma verifica-se uma sobrecorrente na fase faltosa entre o início da falta e a abertura monopolar do religador (450-480 ms). Posteriormente nota-se que a corrente nesse equipamento passa a ser nula no instante entre a abertura e a reconexão em 600 ms, por fim, após o fechamento a corrente volta a assumir seu valor nominal, uma vez que a falta transitória foi extinta.



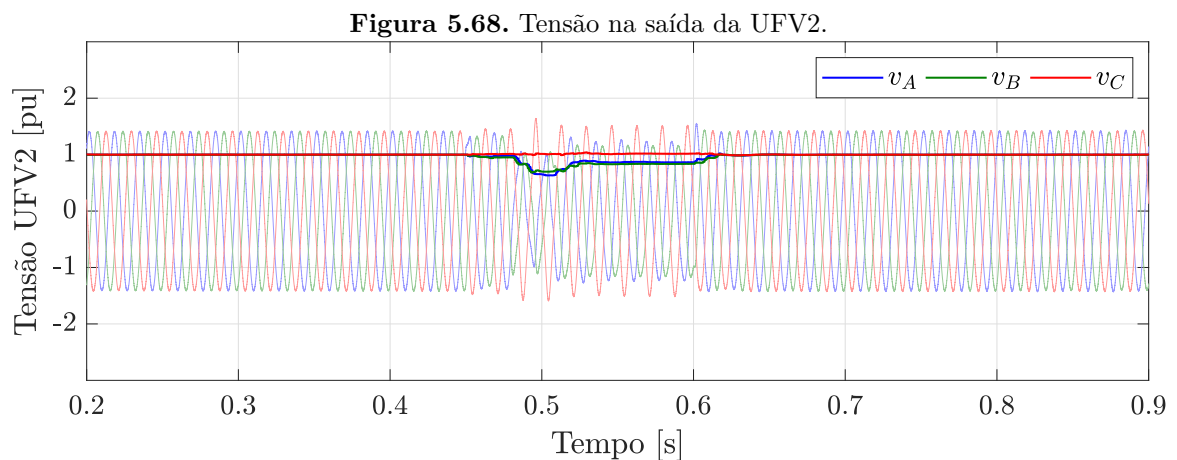
Vale destacar que devido ao seu posicionamento na rede de distribuição, a atuação do reli-

²Optou-se pela simulação do curto-circuito monofásico pois para a falta trifásica ocorre uma alteração mais significativa do ponto de operação dos geradores distribuídos, fazendo com que os geradores não fossem capazes de manter a operação ilhada não-intencional provocada pela abertura tripolar do religador.

gador para eliminar a falta afeta a operação dos geradores distribuídos UFV2 e UTE, uma vez que ambos estão à jusante desse equipamento. Na Figura 5.67 são apresentadas as correntes que fluem pelo gerador fotovoltaico UFV2 e a operação das funções de proteção anti-ilhamento, onde nota-se que não houve atuação de nenhuma função. Adicionalmente verifica-se uma sobre-corrente durante a existência do curto-circuito bem como durante a operação desequilibrada, causada pela abertura monopolar, porém mais suave. Na Figura 5.68 são apresentadas as tensões nos terminais do gerador UFV2, observa-se uma subtensão mais significativa nas fases A e B durante a falta, seguida de uma subtensão mais suave durante a operação monopolar, ressalta-se que novamente esse comportamento se deve à defasagem angular do transformador de acoplamento com a rede primária.



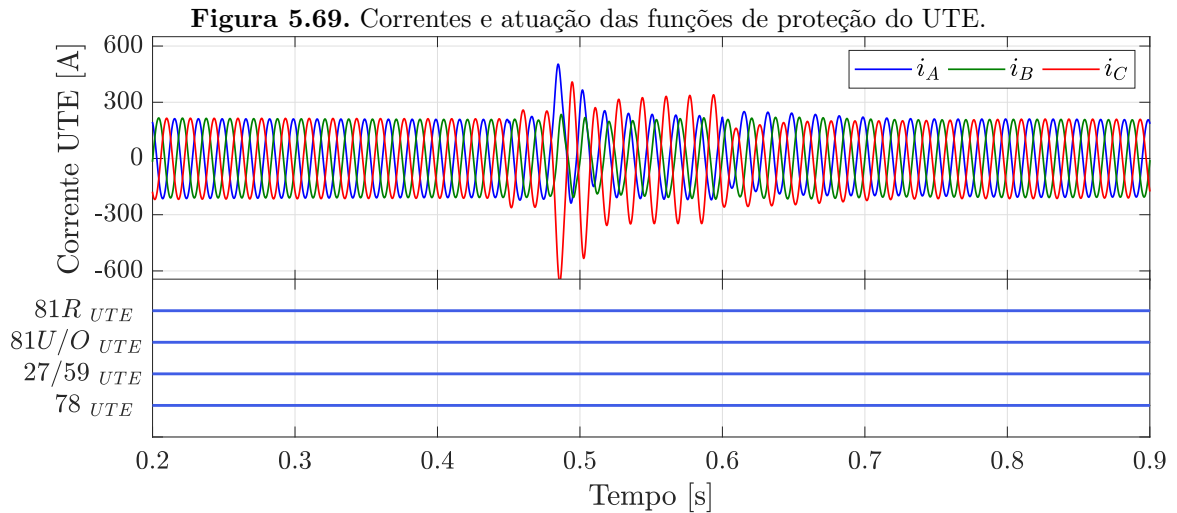
Fonte: Autoria Própria.



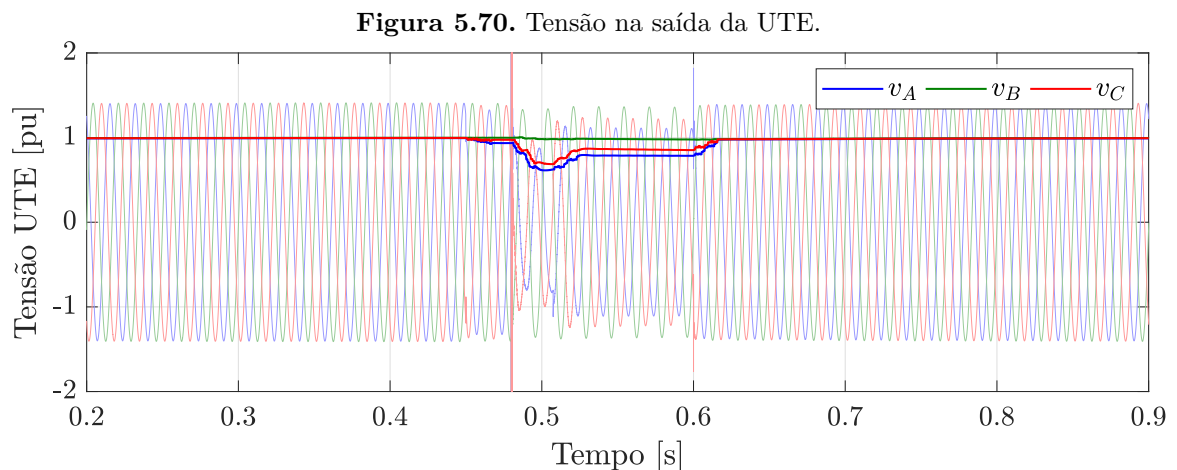
Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 5.69 são apresentadas as correntes fornecidas pelo gerador térmico UTE, verifica-

se a existência de uma sobrecorrente provocada pelo curto-circuito que se estende até o fim da operação com a abertura monopolar do religador, e de forma similar nota-se que as funções de proteção anti-ilhamento não atuaram. De forma complementar, observa-se uma subtensão nas fases A e C , que é mais severa durante o curto do que durante a abertura monopolar, de forma similar, destaca-se que esse comportamento se deve à conexão do transformador de acoplamento desse gerador com a rede primária.



Fonte: Autoria Própria.

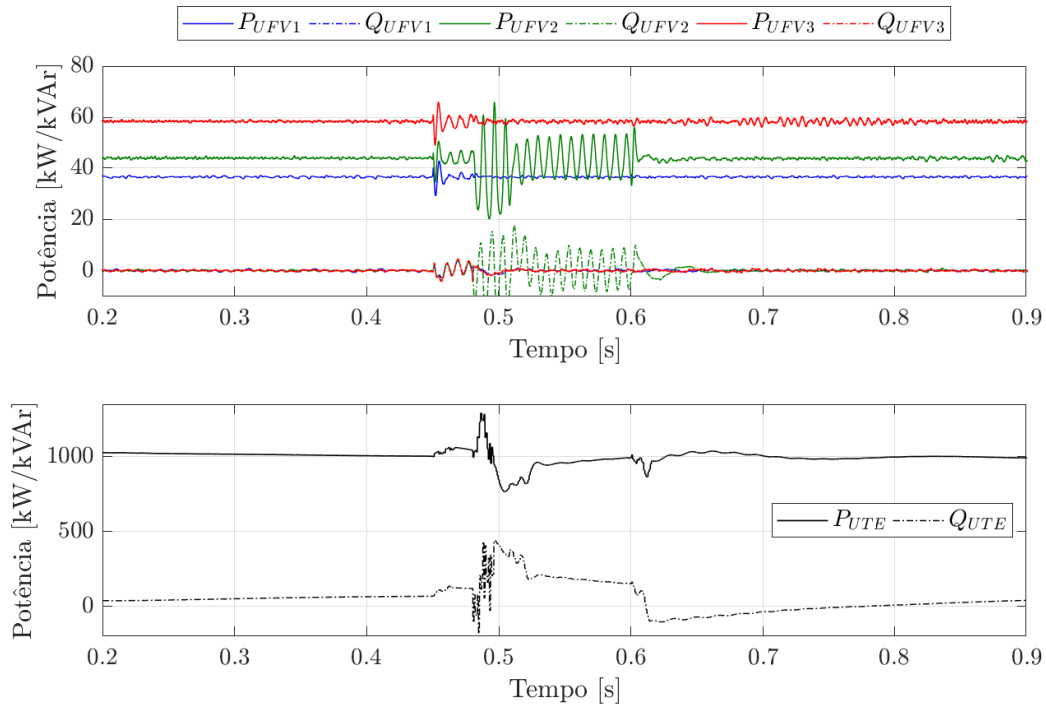


Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 5.71 são apresentadas as potências injetadas pelos geradores distribuídos. Durante o curto-circuito monofásico, verifica-se uma oscilação das potências ativa e reativa fornecida pelos três geradores fotovoltaicos, oriundos da operação desequilibrada perante essa falta. Posteriormente, observa-se uma oscilação da potência mais significativa apenas para o gerador

UFV2, uma vez que é o único gerador fotovoltaico afetado pela operação monopolar do religador. Para o gerador térmico, nota-se uma elevação das potências injetadas durante o curto circuito, após a abertura monopolar ocorre uma redução da potência ativa e elevação da potência reativa, que acabam convergindo pela atuação da malha de controle até a reconexão da fase *A* com a rede em 600 ms.

Figura 5.71. Potências injetadas pelos geradores distribuídos.



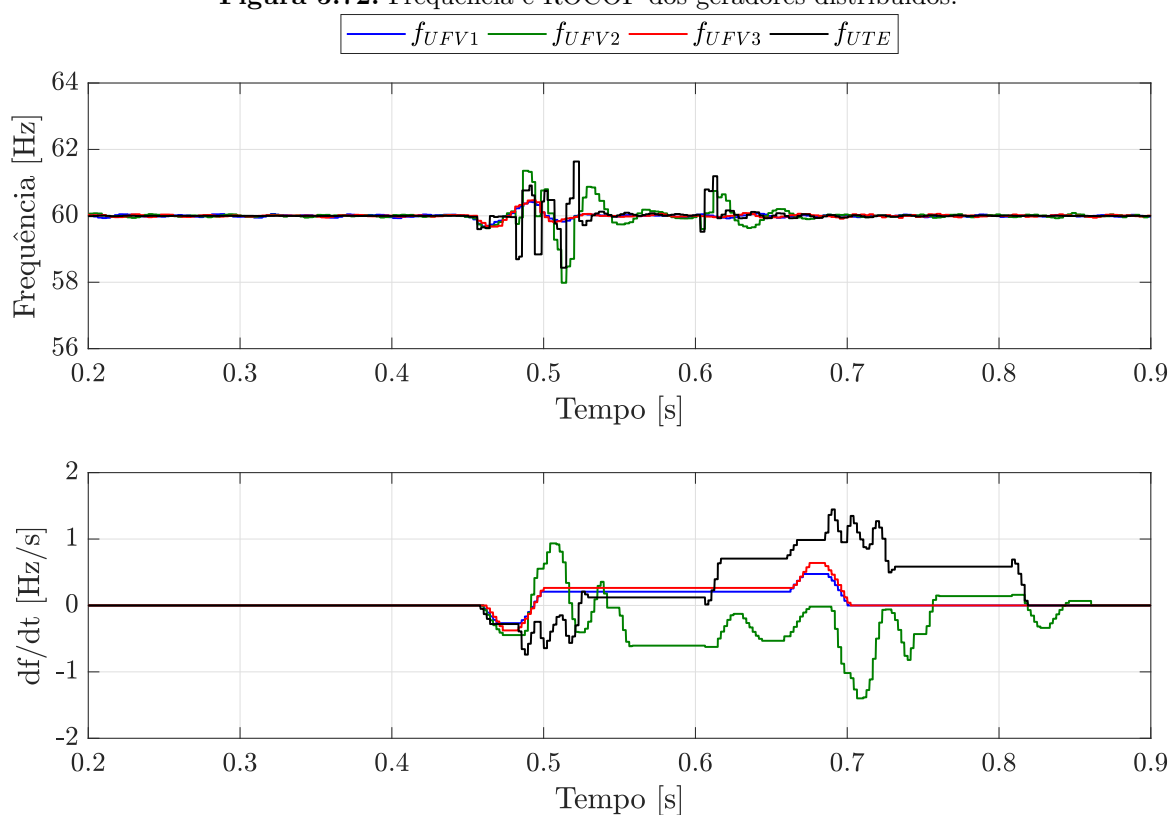
Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 5.72 é apresentado o comportamento da frequência e da sua taxa de variação, observa-se que durante o curto-circuito monofásico a variação da frequência dos três geradores fotovoltaicos é bem similar, uma vez que todos têm a sua operação afetada pela falta. Entretanto, após a abertura monopolar do religador, em 480 ms, verifica-se que há uma alteração mais significativa da frequência apenas dos geradores posicionados à jusante do religador, o UFV2 e o UTE, que apresentam uma variação mais significativa que vai sendo reduzida à medida em que as malhas de controle convergem para esse novo ponto de operação desequilibrado. Posteriormente, após a reconexão do religador em 600 ms, verifica-se novamente essa oscilação amortecida até a estabilização da operação retornando para o regime permanente.

Na parte inferior da figura, observa-se a taxa de variação da frequência, para os geradores

fotovoltaicos UFV1 e UFV3, que são afetados apenas pelo curto-circuito, verifica-se uma alteração da taxa de variação que ocorre entre 450-500 ms e que se perdura até 700 ms devido à consideração da janela móvel de 200 ms utilizada para o cálculo da taxa de variação média. Para os geradores distribuídos UFV2 e UTE, observam-se alterações mais acentuadas da taxa de variação após a abertura monopolar do religador em 480 ms, referentes às variações observadas após a eliminação da falta e a posterior reconexão com a rede. Por fim de forma similar, também observa-se o efeito da janela móvel para o cálculo da variação desses dois geradores, que propagam a os valores da taxa de variação por mais 200 ms.

Figura 5.72. Frequência e ROCOF dos geradores distribuídos.



Fonte: Autoria Própria.

CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Nesta dissertação, foram apresentadas as avaliações de desempenho das funções de proteção anti-ilhamento passivas baseadas em tensão e frequência, para diferentes situações que podem ocorrer em uma rede de distribuição que contenha simultaneamente geradores distribuídos fotovoltaicos e térmicos. Para isto, um sistema de distribuição real modelado no *software* ATPDraw foi utilizado para se realizar as análises das funções de proteção e o comportamento da operação dos geradores distribuídos perante diferentes situações como curto-circuitos, ilhamentos, variação da frequência da rede, abertura monopolar e religamento.

Inicialmente, no Capítulo 1, foi realizada uma contextualização a respeito do crescimento da penetração da geração distribuída nas redes de distribuição, os benefícios e desvantagens dessa geração, com maior enfoque na operação ilhada não-intencional, bem como foram expostos os objetivos do trabalho e as publicações realizadas ao longo do mestrado.

No Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica a respeito das técnicas existentes para a detecção do ilhamento. Essas técnicas podem ser divididas entre locais e remotas, sendo que as locais podem ser do tipo ativa ou passiva. Com as características apresentadas, pode-se perceber que não há uma única técnica que funcione perfeitamente para todos os sistemas e para as diferentes situações de ilhamento, de tal forma que o uso de cada método depende do tipo de GD, da configuração da rede e do nível de penetração.

No Capítulo 3, foi apresentada a fundamentação teórica a respeito de conceitos básicos que guiam a proteção de sistemas elétricos de potência e sobre o que consiste o ilhamento não-intencional e suas possíveis consequências. Além disto, foi apresentada uma visão geral sobre as técnicas de detecção de ilhamento e em mais detalhes as lógicas, limites e equacionamentos das funções analisadas, visando assim proporcionar o referencial teórico necessário para a compreensão das análises realizadas.

No Capítulo 4, foram apresentadas as modelagens e implementações executadas com o intuito de realizar as análises das funções de proteção estudadas. Primeiramente, foram detalhadas as características da rede de distribuição analisada, sendo que um maior detalhamento dos atributos dos condutores e as cargas, são apresentados no apêndice A. Na sequência, foram detalhados os equacionamentos e as lógicas de operação utilizadas para a modelagem dos componentes dos geradores fotovoltaicos e térmico.

No Capítulo 5, foram apresentadas as análises e os resultados provenientes das simulações computacionais, através de análises de regime transitório e de sensibilidade paramétrica para diferentes situações que podem ser experimentadas pelos geradores distribuídos, como por exemplo curto-circuitos na rede de distribuição, ilhamentos de um ou mais geradores, variações da frequência da rede, abertura monopolar e religamento.

Inicialmente, para a validação das modelagens, foram apresentados os resultados da operação dos geradores distribuídos conectados à rede de distribuição de forma individualizada, avaliando o seu comportamento para operação em regime permanente e para algumas situações atípicas como alteração da irradiância e a resposta operativa diante de curto-circuitos. Para o gerador fotovoltaico, pode-se verificar o comportamento das tensões e potências, bem como o correto funcionamento das malhas de controle de sincronismo com a rede. Para o gerador térmico, também foi possível observar o comportamento das tensões e correntes, bem como o correto funcionamento das malhas de controle de velocidade e de tensão.

Em seguida foram apresentados os resultados referentes à simulação completa, que consiste na conexão de quatro geradores distribuídos na rede de distribuição. O primeiro caso analisado consiste na simulação de um curto-circuito na rede de distribuição e para esse caso observou-se que as funções de proteção anti-ilhamento não atuaram, conforme o esperado. Entretanto vale destacar que a depender da localização e severidade da falta, os limites de operação das funções analisadas podem ser atingidos. Além disso, foi possível observar a importância da escolha dos parâmetros utilizados para o cálculo da taxa de variação da frequência, como o tamanho da janela de média móvel e a quantidade de amostras utilizadas para o cálculo da média.

Para o caso do ilhamento do gerador fotovoltaico, foi observado que as funções de detecção estudadas apresentaram um bom resultado, operando de forma rápida, uma vez que esse tipo de gerador, devido às suas características construtivas, apresenta uma variação de frequência

mais significativa. As funções analisadas também foram capazes de identificar o ilhamento do gerador térmico, que devido às suas características construtivas apresentou um comportamento com variações menos significativas, provocando assim, tempos de atuação mais elevados quando comparado ao gerador fotovoltaico.

Posteriormente, foram analisados os desempenhos das funções de proteção anti-ilhamento para o caso em que ocorre o ilhamento simultâneo do gerador fotovoltaico e térmico. Para esse caso o tempo de atuação das funções passivas tradicionais de anti-ilhamento foram significativamente mais elevados, esse aumento ocorre devido ao fato do GD térmico atuar como uma referência de tensão para as lógicas de sincronismo do GD fotovoltaico, reduzindo e retardando os desvios de tensão e de frequência.

Vale destacar que a depender do porte do GD térmico e do balanço energético entre carga e geração da ilha formada, é possível que o ilhamento dos GDs térmicos e fotovoltaicos seja mantido por tempos mais elevados. Através da análise de sensibilidade paramétrica foi possível verificar a existência de uma correlação direta entre o momento de inércia do gerador síncrono com o tempo de detecção do ilhamento. Destaca-se que a elevação do tempo em operação ilhada não-intencional pode danificar os equipamentos conectados a esse trecho de rede, que acabam operando fora de sua faixa operativa nominal.

Quando avaliada a variação da frequência da rede elétrica, verificou-se a correta operação das malhas de controle de sincronismo dos geradores distribuídos, que permitiram com que os mesmos acompanhassem essas variações. Para o caso do gerador fotovoltaico, verificou-se a manutenção da injeção de potência na rede, entretanto, para o gerador térmico observou-se uma relação inversamente proporcional entre a frequência e a potência ativa injetada, cuja origem está relacionada à operação do regulador de frequência da rede, que ao perceber uma frequência acima do seu valor nominal, entende que há mais geração que carga, provocando assim uma redução da potência fornecida. Complementarmente, verificou-se que variações mais abruptas de frequência, provocaram a atuação das funções de proteção.

Adicionalmente, foi analisado o comportamento das funções de detecção para o caso em que ocorre a abertura monopolar, evento esse que é muito comum em redes de distribuição, uma vez que nessas redes utilizam-se elementos monofásicos de proteção, como elos fusíveis e em alguns casos religadores com abertura monopolar. Verificou-se que, para o caso em que

a abertura monopolar afeta apenas o gerador fotovoltaico, as funções operaram rapidamente, através da taxa de variação da frequência. Entretanto, observou-se que para o caso em que ocorre a abertura monopolar em um trecho de rede que contenha os dois tipos de GDs, as funções não atuaram, uma vez que o gerador térmico auxiliou na manutenção da tensão da fase que foi seccionada. Nesse caso os geradores apresentaram uma variação da frequência reduzida e passaram a operar de forma desequilibrada, porém dentro dos limites aceitáveis pelas funções.

Por fim, foi apresentado o resultado do comportamento dos geradores e da sua proteção para o caso em que ocorre um religamento monopolar para a eliminação de uma falta transitória. A utilização do religamento automático nas redes de distribuição é um ponto de atenção para os casos em que há um maior tempo de atuação, conforme os observados com a operação ilhada simultânea dos dois tipos de geradores. Nesse caso, a depender do tempo de religamento, a reconexão pode provocar transitórios severos devido à conexão da ilha com a rede da concessionária fora de sincronismo. Adicionalmente, destaca-se que, a depender do tipo e característica do curto-circuito, a tensão fornecida pelo GD ilhado pode fazer com que continue a fluir uma corrente pelo arco elétrico, fazendo com que uma falta transitória se torne permanente, provocando assim bloqueios desnecessários de religadores.

Dos resultado obtidos, destaca-se a atuação da função $81R$ (ROCOF), que, apesar do tempo de operação, foi capaz de identificar o ilhamento do GD fotovoltaico nos casos em operação ilhada simultânea com o GD síncrono. Adicionalmente, os resultados sugerem a necessidade de uma maior precisão na parametrização das funções de detecção, a fim de garantir uma maior confiabilidade, sensibilidade e velocidade. Entretanto, vale destacar que nesse ponto estabelece-se uma relação de compromisso, uma vez que uma redução muito acentuada dos ajustes, pode provocar operações indevidas para os casos em que ocorram eventos como chaveamentos de carga ou curto-circuitos na rede.

Por fim, uma alternativa para redução dos tempos de atuação para sistemas com múltiplos tipos de GDs é a utilização de funções passivas complementares de proteção anti-ilhamento, bem como implementações de funções de proteção anti-ilhamento ativas, que apesar de inserirem pequenas distorções na rede elétrica, possuem zonas de não-deteção inferiores.

6.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Com o intuito de dar prosseguimento aos estudos realizados nesta Dissertação, são sugeridas as seguintes propostas para trabalhos futuros:

- Incluir nas análises feitas a modelagem da proteção da rede de distribuição, na subestação e ao longo do alimentador, com relés, religadores e elos fusíveis;
- Analisar o impacto no tempo de atuação das funções de detecção passivas para os casos em que ocorram ilhamentos com igualdade do balanço energético, ou seja, a carga da ilha igual à potência nominal dos GDs conectados a essa ilha;
- Analisar o impacto da conexão de geradores distribuídos no perfil de tensão ao longo das barras da rede de distribuição;
- Avaliar casos com maior nível de penetração de geração distribuída e com maior distribuição dos geradores ao longo do alimentador de distribuição, para verificar a operação da proteção com a nova dinâmica das correntes de curto-circuito;
- Complementar a proteção anti-ilhamento com funções passivas e ativas adicionais, a fim de obter uma atuação mais assertiva nos casos em que não houve a operação esperada;
- Complementar as análises das simulações executadas com a representação da curva de desempenho das funções de detecção, relacionando o tempo de atuação com o desbalanço de potência ativa na ilha;
- Avaliações de sistemas de distribuição que contenham microrredes inteligentes, com o uso de técnicas de armazenamento, como por exemplo baterias e supercapacitores, que permitam um ilhamento intencional prolongado;
- Implementação de lógicas de *Fault Ride Through* e *Low Voltage Ride Through* que, respectivamente, permitem a permanência da operação dos GDs durante e após a ocorrência de curtos-circuitos e de afundamentos de tensão;
- Análise de componentes harmônicas e implementações de funções de detecção de ilhamento baseadas nessa componente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÜERO, J. R.; WANG, J.; BURKE, J. J. Improving the reliability of power distribution systems through single-phase tripping. In: IEEE. *IEEE PES T&D 2010*. [S.l.], 2010. p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 3 and 91.
- AKHLAGHI, S.; AKHLAGHI, A.; GHADIMI, A. A. Performance analysis of the slip mode frequency shift islanding detection method under different inverter interface control strategies. In: IEEE. *2016 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*. [S.l.], 2016. p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 13 and 15.
- AL-ODIENAT, A.; AL-MAITAH, K. A modified active frequency drift method for islanding detection. In: IEEE. *2021 12th International Renewable Engineering Conference (IREC)*. [S.l.], 2021. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 14 and 15.
- ALLAN, O. A.; MORSI, W. G. A new passive islanding detection approach using wavelets and deep learning for grid-connected photovoltaic systems. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 199, p. 107437, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 12 and 15.
- ALMEIDA, P. d. Modelagem e controle de conversores estáticos fonte de tensão utilizados em sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição. *Juiz de Fora*, p. 35, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 2 and 34.
- ALTAF, M. W.; ARIF, M. T.; SAHA, S.; ISLAM, S. N.; HAQUE, M. E.; OO, A. M. Effective rocof based islanding detection technique for different types of microgrid. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 10 and 15.
- ANEEL, A. nacional de energia elétrica. *Resolução Normativa NÂº 482*. 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2012482.pdf>>. Citado na página 2.
- ATTOU, A.; MASSOUM, A.; SAIDI, M. Photovoltaic power control using mppt and boost converter. *Balkan journal of electrical & computer engineering*, v. 2, n. 1, p. 23–27, 2014. Citado na página 32.
- AUTOMATION, Z. G. Irv: Terminal integrado de proteção, controle e medida - manual de instruções piv1203a. 2012. Citado na página 22.
- BARROS, L.; BARROS, C. An internal model control for enhanced grid-connection of direct-driven pmsg-based wind generators. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 151, p. 440–450, 2017. Citado na página 42.
- BUGDAL, R.; DYSKO, A.; BURT, G.; MCDONALD, J. Performance analysis of the rocof and vector shift methods using a dynamic protection modelling approach. In: *15th International Conference on Power System Protection*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 139–144. Citado na página 24.
- CANADIAN SOLAR. *Canadian Solar Max Power Poly Module CS6U-340*. [S.l.], 2021. Disponível em: <https://d3g1qce46u5dao.cloudfront.net/data_sheet/canadian_solar_datasheet_maxpower_cs6u_p_high_efficiency_v5_571_au.pdf>. Citado na página 47.

CHACKO, F. M.; JAYAN, M.; PRINCE, A. Voltage harmonics-based islanding detection for grid-tied photovoltaic systems. In: IEEE. *2021 Fourth International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)*. [S.l.], 2021. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 9 and 15.

CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. *IEEE Transactions on energy conversion*, IEEE, 2004. Citado na página 2.

COMMITTEE, I. S. C. 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, 2018. Citado 7 vezes nas páginas 3, 17, 22, 23, 24, 61, and 66.

COMMITTEE, P. S. D. P. Dynamic models for turbine-governors in power system studies. *TECHNICAL REPORT PES-TR1*, IEEE Power & Energy Society, 2013. Citado na página 45.

ELSHRIEF, Y. A.; ASHAM, A.; ABOZALAM, B. A.; ABD-ELHALEEM, S. A new passive islanding detection technique for different zones in utility grid. *Journal of Engg. Research Vol*, v. 9, n. 3B, p. 131–143, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 10 and 15.

ETXEGARAI, A.; EGUÍA, P.; ZAMORA, I. Analysis of remote islanding detection methods for distributed resources. In: *Int. conf. Renew. Energies power quality*. [S.l.: s.n.], 2011. Citado 2 vezes nas páginas 7 and 15.

EZZT, M.; MAREI, M.; ABDEL-RAHMAN, M.; MANSOUR, M. A hybrid strategy for distributed generators islanding detection. In: IEEE. *2007 IEEE Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa-PowerAfrica*. [S.l.], 2007. p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 9 and 15.

FADZIL, N. A. M.; HAIRI, M. H.; HANAFFI, F.; KAMARUDIN, M. N.; MOHAMED, M. F. P.; SOBRI, S. bin A. Utilising rate of change of positive sequence of voltage as an anti-islanding strategy for distributed generation. In: IEEE. *2020 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*. [S.l.], 2020. p. 176–181. Citado 2 vezes nas páginas 11 and 15.

FAZIO, A. R. D.; FUSCO, G.; RUSSO, M.; VALERI, S.; NOCE, C.; AMURA, G. A smart device for islanding detection in distribution system operation. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 120, p. 87–95, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 9 and 15.

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. Citado na página 29.

GONZÁLEZ, J. The impact of renewable energy sources and distributed generation on substation protection and automation ja gonzález a. dyško g. lloyd iberdrola, sa university of strathclyde areva t&d ltd. spain uk uk. 2010. Citado na página 24.

HART, D. W. *Power electronics*. [S.l.]: Tata McGraw-Hill Education, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 35, 36, and 39.

- HUSSEIN, K.; MUTA, I.; HOSHINO, T.; OSAKADA, M. Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, IET, v. 142, n. 1, p. 59–64, 1995. Citado na página 37.
- JANG, S.-I.; KIM, K.-H. An islanding detection method for distributed generations using voltage unbalance and total harmonic distortion of current. *IEEE transactions on power delivery*, IEEE, v. 19, n. 2, p. 745–752, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 8 and 15.
- JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; STRBAC, G. Distributed generation. the institution of engineering and technology. *London, United Kingdom*, p. 293, 2010. Citado na página 17.
- JUNIOR, J. C. d. M. V. *et al.* Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos. [sn], 2006. Citado 5 vezes nas páginas 3, 17, 23, 24, and 25.
- KIM, J.; HWANG, J. Islanding detection method of distributed generation units connected to power distribution system. In: IEEE. *PowerCon 2000. 2000 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No. 00EX409)*. [S.l.], 2000. v. 2, p. 643–647. Citado 2 vezes nas páginas 13 and 15.
- KUNDUR, P. Power system stability. *Power system stability and control*, CRC Press New York, NY, USA, p. 7–1, 2007. Citado na página 44.
- KÜSEL, B. F.; SILVA, K. M. Um novo algoritmo de estimação de fasores para relés numéricos baseado na dft. 2014. Citado na página 26.
- LAPSEE, D. de E. E. U. L. *Sistema Prático 135 Barras*. 2021. Disponível em: <<https://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/downloads/materiais-de-cursos1193/>>. Citado na página 30.
- LIMA, R. L. *Análise de requisitos técnicos para ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2013. Citado na página 4.
- MAMEDE, F. e. D. R. M. João. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. [S.l.]: LTC, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 16 and 62.
- MENEZES, T. S. *Detecção de ilhamento de Geradores Distribuídos utilizando Transformada S e Redes Neurais Artificiais com Máquina de Aprendizado Extremo*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2019. Citado 5 vezes nas páginas 44, 45, 119, 120, and 126.
- MOTTER, D. *Metodologias de ajuste das proteções anti-ilhamento de geradores distribuídos considerando múltiplos eventos*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2017. Citado 7 vezes nas páginas 17, 19, 20, 22, 27, 28, and 29.
- MOTTER, D.; VIEIRA, J. C. Improving the islanding detection performance of passive protection by using the undervoltage block function. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 184, p. 106293, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 11 and 15.
- MOURA, F. A. M. *et al.* Geração distribuída-impactos e contribuições para a qualidade da energia elétrica e dinâmica dos sistemas elétricos-uma análise através do atp-empt. Universidade Federal de Uberlândia, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 43 and 45.

- MOZINA, C. J. Interconnection protection of ipp generators at commercial/industrial facilities. In: IEEE. *Conference Record of the 2000 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Fifth IAS Annual Meeting and World Conference on Industrial Applications of Electrical Energy (Cat. No. 00CH37129)*. [S.l.], 2000. v. 5, p. 3273–3280. Citado na página 17.
- NICOLOTTI, R. D.; SILVA, R. M. C. d.; JORGE, T. d. M. *Avaliação do desempenho dos relés de proteção anti-ilhamento em um sistema com geração distribuída*. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2011. Citado na página 25.
- NIKOLOVSKI, S.; BAGHAEE, H. R.; MLAKIĆ, D. Islanding detection of synchronous generator-based dgs using rate of change of reactive power. *IEEE Systems Journal*, IEEE, v. 13, n. 4, p. 4344–4354, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 12 and 15.
- OLIVEIRA, A. M. de; MARIO, M. C.; PACHECO, M. T. T. Fontes renováveis de energia elétrica: evolução da oferta de energia fotovoltaica no brasil até 2050. *Brazilian Applied Science Review*, v. 5, n. 1, p. 257–272, 2021. Citado na página 1.
- OLIVEIRA, M. C. C. de; CARDOSO, A. S. A. D.; VIANA, M. M.; LINS, V. d. F. C. The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (eva) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 81, p. 2299–2317, 2018. Citado na página 33.
- OLIVEIRA, T. Modelagem de sistema de geração de energia solar fotovoltaica conectado à rede elétrica. *Universidade de Brasília*, p. 75, 2019. Citado na página 38.
- ONS, O. N. do S. E. *Plano da operação elétrica de médio prazo do SIN 2022-2026*. 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Sumario%20Executivo_PARPEL_2021.pdf>. Citado na página 1.
- ONS, O. N. do S. E. *Plano da operação energética 2021/2025 - PEN 2021*. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relat%C3%B3rio%20PEN%202021.pdf>>. Citado na página 2.
- 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. Citado 2 vezes nas páginas 8 and 15.
- PAIVA, S.; SANCA, H.; COSTA, F.; SOUZA, B. Reviewing of anti-islanding protection. In: IEEE. *2014 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*. [S.l.], 2014. p. 1–8. Citado 2 vezes nas páginas 7 and 12.
- PEREIRA, K.; PEREIRA, B. R.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. A multiobjective optimization technique to develop protection systems of distribution networks with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 33, n. 6, p. 7064–7075, 2018. Citado na página 118.
- PEREIRA, R. A. F. Localização de faltas em alimentadores de distribuição de energia elétrica usando medições esparsas de tensões. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2007. Citado na página 118.
- PERES, L. M. *et al.* Estudos de desempenho dinâmico de geradores síncronos de produtores independentes em sistemas de geração distribuída via atpdraw. Universidade Federal de Uberlândia, 2013. Citado na página 43.

- PHADKE, A. G.; THORP, J. S. *Computer relaying for power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2009. Citado na página 26.
- RAIPALA, O.; REPO, S.; JÄRVENTAUSTA, P. Performance analysis of qf droop anti-islanding protection in the presence of mixed types of dg. In: IEEE. *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA)*. [S.l.], 2015. p. 1–6. Citado na página 21.
- RODRIGUESFARIA, W.; NAMETALA, C. A. L.; PEREIRA, B. R. Cost-effectiveness enhancement in distribution networks protection system planning. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 31 and 60.
- 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. Citado 2 vezes nas páginas 13 and 15.
- RULEBOOK, A. Comité argentino de usuarios del emtp. *ATP, Argentina (CAUE)*, 2002. Citado na página 44.
- SEL. *Filosofias de proteção de redes de distribuição*. [S.l.]: Universidade SEL, 2016. Citado na página 16.
- SEVERO, L. *et al.* Estudo e implementação de métodos de proteção de anti-ilhamento aplicados a sistemas fotovoltaicos. Florianópolis, SC, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 19, 20, and 21.
- SHANG, Y.; SHI, S. Islanding detection method adopting single-phase-operating circuit breaker. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 10, n. 4, p. 1039–1047, 2016. Citado na página 20.
- SHARMA, V.; CHANDEL, S. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, Elsevier, v. 27, p. 753–767, 2013. Citado na página 33.
- SMITH, G.; ONIONS, P.; INFIELD, D. Predicting islanding operation of grid connected pv inverters. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, IET, v. 147, n. 1, p. 1–6, 2000. Citado 2 vezes nas páginas 13 and 15.
- SOCIETY, I. P. E. Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, p. 1–207, 2016. Citado na página 44.
- SUTHERLAND, P. E.; SHORT, T. A. Effect of single-phase reclosing on industrial loads. In: IEEE. *Conference Record of the 2006 IEEE Industry Applications Conference Forty-First IAS Annual Meeting*. [S.l.], 2006. v. 5, p. 2636–2644. Citado na página 91.
- TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. v. 29. Citado na página 41.
- TOLEDO, R. T.; HONORATO, T. da R.; SILVA, K. M. e; LOPES, F. V. On evaluating single-phase tripping on distribution networks. In: IEEE. *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition-Latin America (T&D LA)*. [S.l.], 2020. p. 1–6. Citado na página 92.

- VAZQUEZ, E.; VAZQUEZ, N.; FEMAT, R. Modified sandia voltage shift anti-islanding scheme for distributed power generator systems. *IET Power Electronics*, IET, v. 13, n. 18, p. 4226–4234, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 14 and 15.
- VELASCO, D.; TRUJILLO, C.; GARCERÁ, 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. Citado na página 20.
- VIEIRA, J. C.; SALLES, D.; FREITAS, W. Power imbalance application region method for distributed synchronous generator anti-islanding protection design and evaluation. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 81, n. 10, p. 1952–1960, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 10 and 15.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays. In: IEEE. *2009 Brazilian Power Electronics Conference*. [S.l.], 2009. p. 1244–1254. Citado na página 33.
- WALLING, R. A.; MILLER, N. W. Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance. In: IEEE. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, [S.l.], 2002. v. 1, p. 92–96. Citado na página 17.
- XIAO, W. *Photovoltaic power system: modeling, design, and control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2017. Citado na página 37.
- XU, W.; MARTEL, S.; MAUCH, K. An assessment of distributed generation islanding detection methods and issues for canada. 2004. Citado 4 vezes nas páginas 7, 13, 18, and 25.
- 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. Citado 2 vezes nas páginas 8 and 15.
- YIN, J.; DIDUCH, C. P.; CHANG, L. Islanding detection using proportional power spectral density. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 23, n. 2, p. 776–784, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 10 and 15.
- ZEINELDIN, H.; KIRTLEY, J. L. A simple technique for islanding detection with negligible nondetection zone. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 24, n. 2, p. 779–786, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 11 and 15.

APÊNDICE A

DADOS DO ALIMENTADOR

Os estudos foram desenvolvidos em um alimentador real de distribuição, com 135 barras, tensão nominal de 13,8 kV e potência nominal de 7065 kVA. A Tabela A.1 apresenta os dados utilizados para a modelagem desse alimentador, destaca-se que as potências das cargas especificadas na tabela estão conectadas às barras listadas na coluna "Barra Final".

Entre as barras 0 e 1 existe a impedância equivalente de Thévenin do sistema elétrico visto pela barra da subestação de distribuição. A matriz de impedância é apresentada na equação (A.1), resultando em impedâncias de sequência $Z_0 = 0,6820 + j4,9800 \Omega$ e $Z_1 = Z_2 = 0,0940 + j0,3900 \Omega$. Adicionalmente, nas equações (A.2) a (A.5), são apresentados as matrizes de impedâncias de rede, para as diferentes seções de condutores do alimentador.

$$\left[Z_{0-1} \right] = \begin{bmatrix} 0,2900 + j1,9200 & 0,1960 + j1,5300 & 0,1960 + j1,5300 \\ 0,1960 + j1,5300 & 0,2900 + j1,9200 & 0,1960 + j1,5300 \\ 0,1960 + j1,5300 & 0,1960 + j1,5300 & 0,2900 + j1,9200 \end{bmatrix} [\Omega] \quad (\text{A.1})$$

$$\left[Z_{\#2} \right] = \begin{bmatrix} 1,0840 + j0,9980 & 0,0600 + j0,4780 & 0,0600 + j0,4500 \\ 0,0600 + j0,4780 & 1,0840 + j0,9980 & 0,0600 + j0,5360 \\ 0,0600 + j0,4500 & 0,0600 + j0,5360 & 1,0840 + j0,9980 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (\text{A.2})$$

$$\left[Z_{\#4} \right] = \begin{bmatrix} 1,6440 + j1,0060 & 0,0600 + j0,4780 & 0,0600 + j0,4500 \\ 0,0600 + j0,4780 & 1,6440 + j1,0060 & 0,0600 + j0,5360 \\ 0,0600 + j0,4500 & 0,0600 + j0,5360 & 1,6440 + j1,0060 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (\text{A.3})$$

$$\left[Z_{\#1/0} \right] = \begin{bmatrix} 0,7567 + j1,0067 & 0,0600 + j0,4780 & 0,0600 + j0,4500 \\ 0,0600 + j0,4780 & 0,7567 + j1,0067 & 0,0600 + j0,5360 \\ 0,0600 + j0,4500 & 0,0600 + j0,5360 & 0,7567 + j1,0067 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (\text{A.4})$$

$$\left[Z_{\#4/0} \right] = \begin{bmatrix} 0,4272 + j0,9609 & 0,0600 + j0,4780 & 0,0600 + j0,4500 \\ 0,0600 + j0,4780 & 0,4272 + j0,9609 & 0,0600 + j0,5360 \\ 0,0600 + j0,4500 & 0,0600 + j0,5360 & 0,4272 + j0,9609 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (\text{A.5})$$

Tabela A.1. Descrição do alimentador utilizado.

Trecho	Barra Inicial	Barra Final	Distância [m]	Condutor	Potência [kVA]
1	0	1	—	—	0,0
2	1	2	900	#4/0	0,0
3	2	3	50	#2	45,0
4	2	4	100	#4/0	0,0
5	4	5	40	#4/0	75,0
6	5	6	200	#4/0	75,0
7	6	7	200	#4/0	112,5
8	7	8	200	#4/0	75,0
9	8	9	10	#4/0	75,0
10	9	10	50	#4/0	0,0
11	10	11	100	#4	0,0
12	11	12	60	#4	8,6
13	12	13	30	#4	75,0
14	13	14	160	#4	75,0
15	11	15	30	#4	112,5
16	15	16	10	#4	45,0
17	16	17	20	#4	112,5
18	17	18	40	#4	0,0
19	18	19	40	#2	75,0
20	19	20	50	#2	112,5
21	18	21	150	#2	112,5
22	10	22	30	#4/0	112,5
23	22	23	70	#4/0	0,0
24	23	24	50	#4	3,0
25	24	25	20	#4	45,0
26	25	26	30	#4	0,0
27	26	27	60	#2	112,5
28	27	28	40	#2	0,0
29	28	29	20	#2	75,0
30	29	30	120	#2	112,5
31	28	31	20	#2	112,5
32	26	32	20	#4	112,5
33	32	33	5	#4	112,5
34	33	34	25	#4	112,5
35	23	35	10	#4/0	0,0
36	35	36	70	#4/0	12,4
37	36	37	10	#4/0	112,5
38	37	38	10	#4/0	0,0
39	38	39	70	#4/0	3,0
40	38	40	100	#4/0	0,0
41	40	41	60	#4	75,0
42	40	42	50	#4	75,0
43	42	43	10	#4	75,0
44	40	44	30	#4/0	112,5
45	44	45	40	#4/0	45,0

Trecho	Barra Inicial	Barra Final	Distância [m]	Condutor	Potência [kVA]
46	38	46	60	#4/0	1,0
47	46	47	20	#4/0	112,5
48	47	48	120	#4/0	0,0
49	48	49	50	#4/0	112,5
50	49	50	20	#4/0	75,0
51	50	51	170	#4/0	112,5
52	48	52	100	#4/0	0,0
53	52	53	60	#4	1,2
54	53	54	30	#4	112,5
55	54	55	130	#4	75,0
56	52	56	20	#4	75,0
57	56	57	80	#4	0,0
58	57	58	50	#2	10,0
59	57	59	60	#2	112,5
60	59	60	20	#2	3,8
61	48	61	40	#4/0	3,0
62	61	62	10	#4/0	5,5
63	62	63	50	#4/0	0,0
64	63	64	30	#1/0	75,0
65	64	65	20	#1/0	75,0
66	65	66	30	#1/0	3,5
67	66	67	20	#1/0	0,0
68	67	68	30	#4	112,5
69	67	69	20	#4	7,0
70	69	70	20	#4	112,5
71	67	71	50	#1/0	75,0
72	71	72	40	#1/0	8,5
73	72	73	40	#1/0	1,9
74	73	74	20	#1/0	112,5
75	74	75	110	#1/0	112,5
76	63	76	20	#4/0	112,5
77	76	77	30	#4/0	5,9
78	77	78	50	#4/0	0,0
79	78	79	70	#4/0	75,0
80	79	80	70	#4/0	112,5
81	80	81	30	#4/0	112,5
82	81	82	30	#4/0	0,0
83	82	83	50	#4	75,0
84	82	84	50	#4/0	75,0
85	84	85	30	#4/0	112,5
86	85	86	30	#4/0	15,5
87	86	87	20	#4/0	75,0
88	78	88	130	#2	75,0
89	78	89	50	#4/0	75,0
90	89	90	50	#4/0	0,0

Trecho	Barra Inicial	Barra Final	Distância [m]	Condutor	Potência [kVA]
91	90	91	180	#4/0	45,0
92	91	92	20	#4/0	0,0
93	92	93	30	#2	112,5
94	92	94	70	#2	23,5
95	92	95	100	#4/0	0,0
96	95	96	40	#2	75,0
97	95	97	50	#2	6,0
98	97	98	60	#2	0,0
99	98	99	110	#4	23,5
100	98	100	40	#2	75,0
101	100	101	110	#2	112,5
102	95	102	60	#4/0	112,5
103	102	103	40	#4/0	0,0
104	103	104	30	#1/0	75,0
105	103	105	150	#1/0	75,0
106	105	106	210	#1/0	108,5
107	106	107	30	#1/0	0,0
108	107	108	100	#1/0	0,0
109	108	109	100	#4	108,5
110	109	110	30	#4	112,5
111	110	111	20	#4	112,5
112	107	112	170	#4/0	75,0
113	112	113	110	#4/0	0,0
114	113	114	110	#4	0,0
115	113	115	200	#4	30,0
116	115	116	200	#4	30,0
117	116	117	200	#4	30,0
118	117	118	200	#4	30,0
119	90	119	110	#2	0,0
120	119	120	70	#2	0,0
121	120	121	70	#4/0	30,0
122	119	122	70	#4/0	55,0
123	122	123	130	#4	0,0
124	123	124	20	#4	15,5
125	123	125	20	#4	15,5
126	125	126	40	#4	45,0
127	126	127	40	#4	112,5
128	85	128	20	#4/0	0,0
129	128	129	60	#2	45,0
130	104	130	70	#1/0	0,0
131	130	131	20	#4/0	112,5
132	130	132	100	#1/0	0,0
133	132	133	40	#1/0	112,5
134	133	134	40	#1/0	112,5

Fonte: Adaptado de (PEREIRA, 2007; PEREIRA *et al.*, 2018).

APÊNDICE B

DADOS DE MODELAGEM

B.1 DADOS DO GERADOR TÉRMICO

Os valores dos parâmetros utilizados na malha do regulador de excitação para controle de tensão e potência reativa do gerador síncrono são apresentados na tabela B.1.

Tabela B.1. Valores dos parâmetros da malha de controle de excitação.

Parâmetro	Valor
T_c	0
T_b	0
K_a	120
T_a	0,002 s
K_e	1
T_e	0,08 s
K_f	0,08
T_f	0,05 s
V_{rmin}	-4 p.u.
V_{rmax}	5 p.u.
V_{min}	-4 p.u.
V_{max}	3 p.u.

Fonte: Adaptado de (MENEZES, 2019).

Em que,

T_c constante de tempo de derivação para redução de transitório;

T_b constante de tempo de integração para redução de transitório;

K_a ganho do regulador;

T_a constante de tempo do regulador;

K_e ganho da excitatriz;

T_e constante de tempo da excitatriz;

K_f ganho de amortecimento;

T_f constante de tempo de amortecimento;

V_{rmin} limite inferior da saída do regulador;

V_{rmax} limite superior da saída do regulador;

V_{min} limite inferior da tensão de saída da excitatriz; e

V_{max} limite superior da tensão de saída da excitatriz.

Os valores dos parâmetros utilizados na malha do regulador de velocidade para controle de frequência e potência ativa do gerador síncrono são apresentados na tabela B.2.

Tabela B.2. Valores dos parâmetros da malha de controle de velocidade.

Parâmetro	Valor
R	0,05
K_1	1
K_p	10,8
K_i	0,01
K_d	0
P_{min}	0 p.u.
P_{max}	1,8 p.u.

Fonte: Adaptado de (MENEZES, 2019).

Em que,

R é o ganho referente à queda de velocidade da máquina;

K_1 é o ganho de malha direta;

K_p , K_i e K_d são os ganhos do controlador PID;

P_{min} limite inferior da potência mecânica; e

P_{max} limite superior da potência mecânica.

B.2 Códigos MODELS

A seguir são apresentados alguns códigos em MODELS elaborados para a modelagem das funções de proteção anti ilhamento dos GDs.

Modelo B.1. Estimador de frequência.

```

1 MODEL EstFreq
2 DATA Vbase
3 INPUT sigIn [1..3], Vin [1..3]
4 OUTPUT f [1..3], Fmed
5 VAR f [1..3], Tcr1 [1..3], Tcr2 [1..3], Fmed
6 INIT
7   f [1..3] := 0

```

```

8   Tcr1 [1..3]:=0
9   Tcr2 [1..3]:=0
10  Fmed:=0
11  ENDINIT
12  HISTORY
13  sigIn [1..3] {Dflt: 0}
14  DELAY CELLS DFLT:1
15  EXEC
16  if t>0.05 then
17    FOR k:=1 TO 3 DO
18      if (sigIn [k]>0 and delay (sigIn [k], timestep)<0) then
19        Tcr2 [k]:=Tcr1 [k]
20        Tcr1 [k]:=t
21      else if (sigIn [k]<0 and delay (sigIn [k], timestep)>0) then
22        Tcr2 [k]:=Tcr1 [k]
23        Tcr1 [k]:=t
24      endif
25    endif
26    if (Tcr1 [k] <> 0 and Tcr2 [k] <> 0) then
27      if (Vin [k]/Vbase>0.3) then
28        f [k]:=1/(2*abs (Tcr1 [k]-Tcr2 [k])) {max:90.0 min:30.0}
29      else
30        f [k]:=0
31      endif
32    endif
33  ENDFOR
34  Fmed:=( f [1]+ f [2]+ f [3] ) /3
35  endif
36  ENDEXEC
37  ENDMODEL

```

Modelo B.2. ROCOF em três ciclos.

```

1  MODEL ChaFreq
2  INPUT sigIn
3  OUTPUT ROCOF
4  VAR ROCOF, aux
5  INIT
6  ROCOF:=0
7  ENDINIT
8
9  HISTORY
10 sigIn {Dflt: 0}
11 TIMESTEP MIN: 1/(60*8)
12 EXEC
13 if t>0.2 then
14   aux:=(sigIn-delay (sigIn , timestep*3*8))/(timestep*3*8)
15   if (sigIn < 59.95) or (sigIn > 60.05) then
16     ROCOF:=aux
17   else
18     ROCOF:=0
19   endif
20 else
21   aux:=0
22   ROCOF:=0
23 endif
24 ENDEXEC
25 ENDMODEL

```

Modelo B.3. Média móvel ROCOF.

```

1 MODEL medmovROC
2 DATA
3 Na
4 pckup
5 INPUT
6 ent
7 VAR
8 in [1..Na+1]
9 soma
10 out
11 trip
12 OUTPUT
13 trip
14 INIT
15   in [1.. Na+1]:=0
16   trip:=0
17 ENDINIT
18 TIMESTEP MIN: 1/(60*8)
19 EXEC
20 FOR i:=1 to Na DO
21   in [i]:= in [i+1]
22 ENDFOR
23 in [Na+1] := ent
24 soma:=0
25 FOR i:=1 to Na+1 DO
26   soma := soma + in [i]
27 ENDFOR
28 out := soma/Na
29 if (abs(out) > pckup) then
30   trip:=1
31 endif
32 ENDEXEC
33 ENDMODEL

```

Modelo B.4. Função de salto de vetor.

```

1 MODEL f81
2 DATA Pickup
3 INPUT sigIn [1..3]
4 OUTPUT trip
5 VAR trip , Tcr1 [1..3] , Tcr2 [1..3] , Tcr3 [1..3] , SV [1..3] , SVmed
6 INIT
7 SV [1..3]:=0
8 SVmed:=0
9 trip:=0
10 Tcr1 [1..3]:=0
11 Tcr2 [1..3]:=0
12 Tcr3 [1..3]:=0
13 ENDINIT
14 EXEC
15 IF t>0.1 THEN
16   FOR k:=1 TO 3 DO
17     IF (sigIn [k]>0 and delay (sigIn [k] , timestep)<0) THEN
18       Tcr3 [k]:=Tcr2 [k]
19       Tcr2 [k]:=Tcr1 [k]
20       Tcr1 [k]:=t
21     if (Tcr1 [k] < 0 and Tcr2 [k] < 0 and Tcr3 [k] < 0) then
22       SV [k]:= 720-(Tcr1 [k]-Tcr3 [k]) *60*360

```

```

23         endif
24     ENDIF
25 ENDFOR
26 SVmed := (SV[1]+SV[2]+SV[3])/3
27 if SVmed >= Pickup then
28     trip:=1
29 —else
30     — trip:=0
31 endif
32 ENDF
33 ENDEXEC
34 ENDMODEL

```

Modelo B.5. Disjuntor.

```

1 MODEL Disj
2 DATA
3     Na
4     ndelay           — numero ciclos de atraso mecanico
5 INPUT
6     I[1..3]         — corrente instantanea
7     V[1..3]         — sinal de tensao instantanea
8     trip            — sinal de trip
9 OUTPUT TRP[1..3]   — sinal de comando de abertura dos disjuntores
10 VAR
11     Itrip[1..3]    — corrente no instante de acionamento do trip
12     TRP[1..3]     — sinal de comando de abertura dos disjuntores
13     thab          — tempo de inicio de operacao de abertura ou fechamento
14     refClo        — referencia para fechar os disjuntores
15     Vfech[1..3]   — tensao no instante do fechamento do disjuntores
16     nulo[1..3]   —
17     uni[1..3]    —
18     flag
19 INIT
20     TRP[1..3]:= 1   — sinal de comando de abertura dos disjuntores
21     Itrip[1..3]:= 0 — corrente no instante de acionamento do trip
22     thab:=1.E12
23     refClo:=0
24     Vfech[1..3]:=0
25     nulo[1..3]:=0
26     uni[1..3]:=1
27     flag:=0
28 ENDINIT
29 EXEC
30     IF (trip=1) AND (Itrip[1]= 0) AND (Itrip[2]= 0) AND (Itrip[3]= 0) THEN
31         Itrip[1..3] := sign(I[1..3])
32         thab:=t
33         refClo:=0
34         Vfech[1..3]:=0
35         flag:=1
36     ENDIF
37     IF Itrip[1] <> sign(I[1]) AND flag=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
38         TRP[1]:=0
39     ENDIF
40     IF Itrip[2] <> sign(I[2]) AND flag=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
41         TRP[2]:=0
42     ENDIF
43     IF Itrip[3] <> sign(I[3]) AND flag=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
44         TRP[3]:=0

```



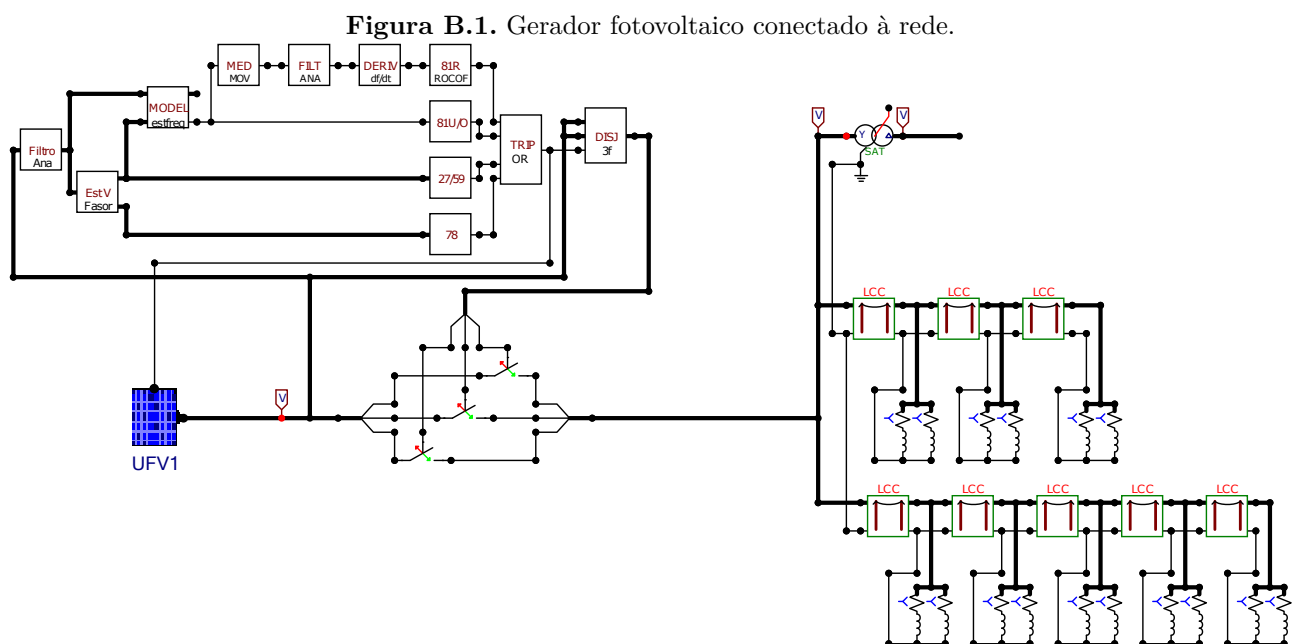
```

45  ENDIF
46  IF (trip=0) AND (TRP[1..3]=nulo[1..3]) AND (Vfech[1..3]=nulo[1..3]) THEN
47      Itrip[1..3] := 0
48      thab:=t
49      Vfech[1..3] := sign(V[1..3])
50      refClo:=1
51      flag:=0
52  ENDIF
53  IF Vfech[1] <> sign(V[1]) AND refClo=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
54      TRP[1]:=1
55  ENDIF
56  IF Vfech[2] <> sign(V[2]) AND refClo=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
57      TRP[2]:=1
58  ENDIF
59  IF Vfech[3] <> sign(V[3]) AND refClo=1 AND ((t-thab)>(ndelay/60)) THEN
60      TRP[3]:=1
61  ENDIF
62  IF (trip=0) AND (refClo=1) AND (TRP[1..3] = uni[1..3]) THEN
63      thab:=1.E12
64      refClo:=0
65  ENDIF
66  ENDEXEC
67  ENDMODEL

```

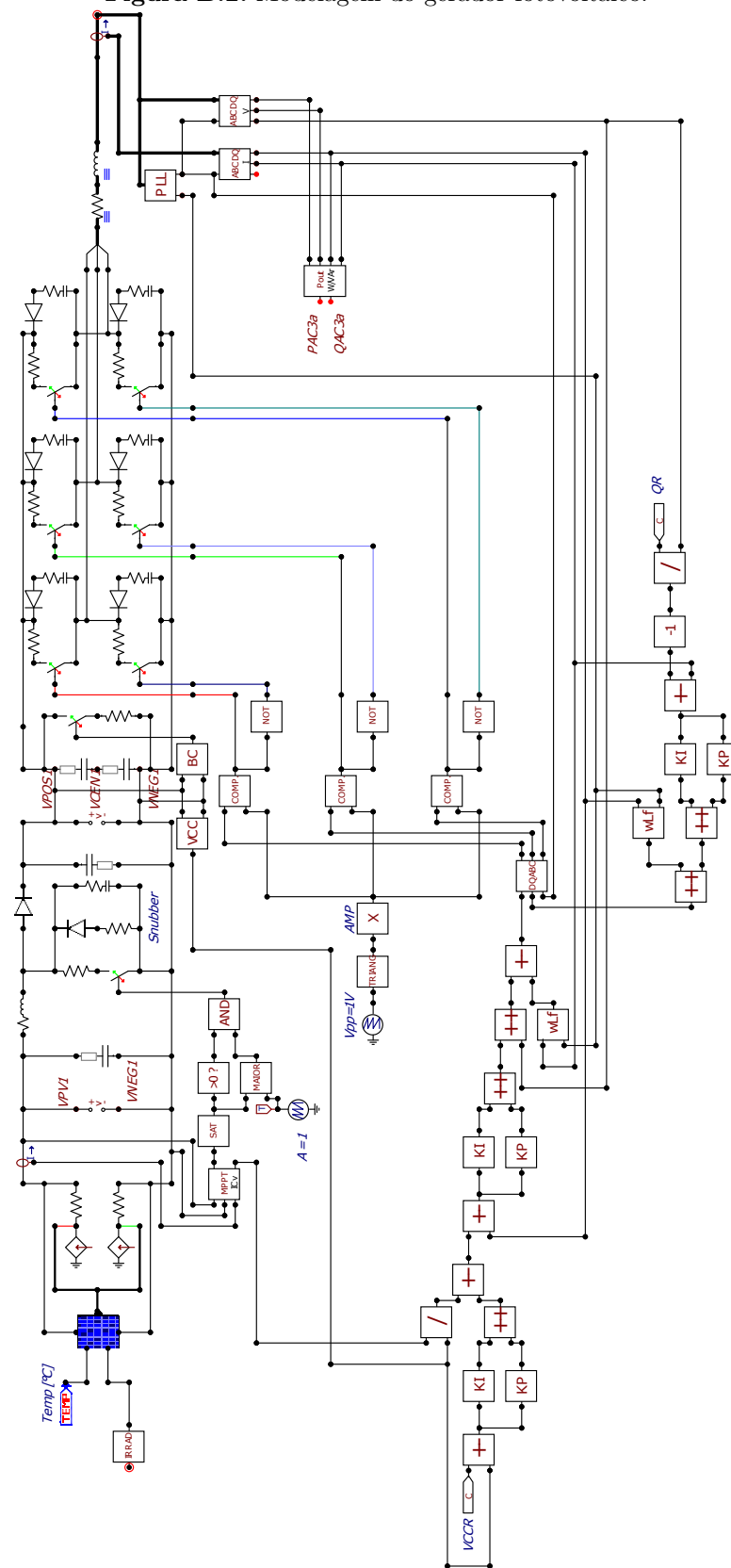
B.3 MODELAGEM DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS

A seguir são apresentadas as modelagens dos GDs no ATPDraw, com suas respectivas malhas de controle.



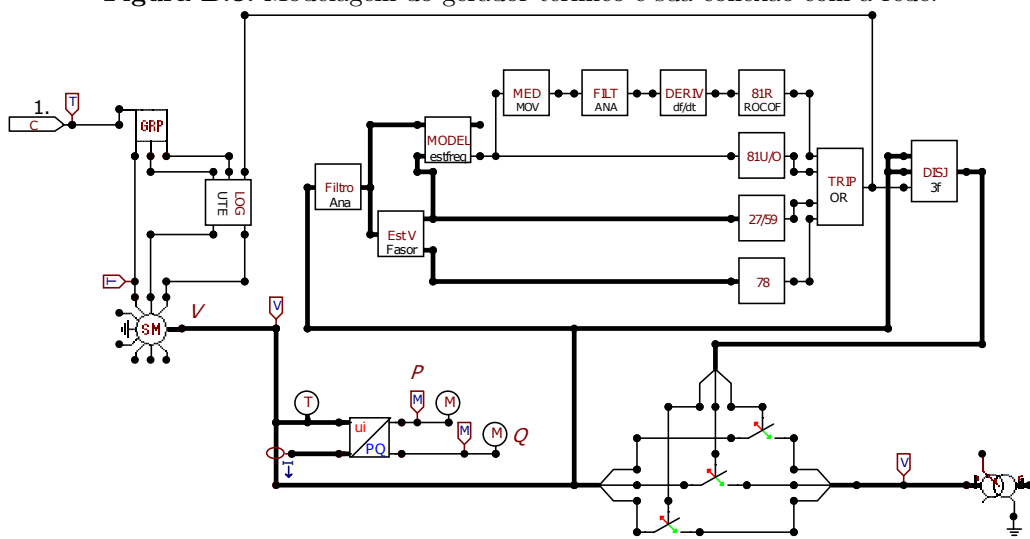
Fonte: Autoria Própria.

Figura B.2. Modelagem do gerador fotovoltaico.



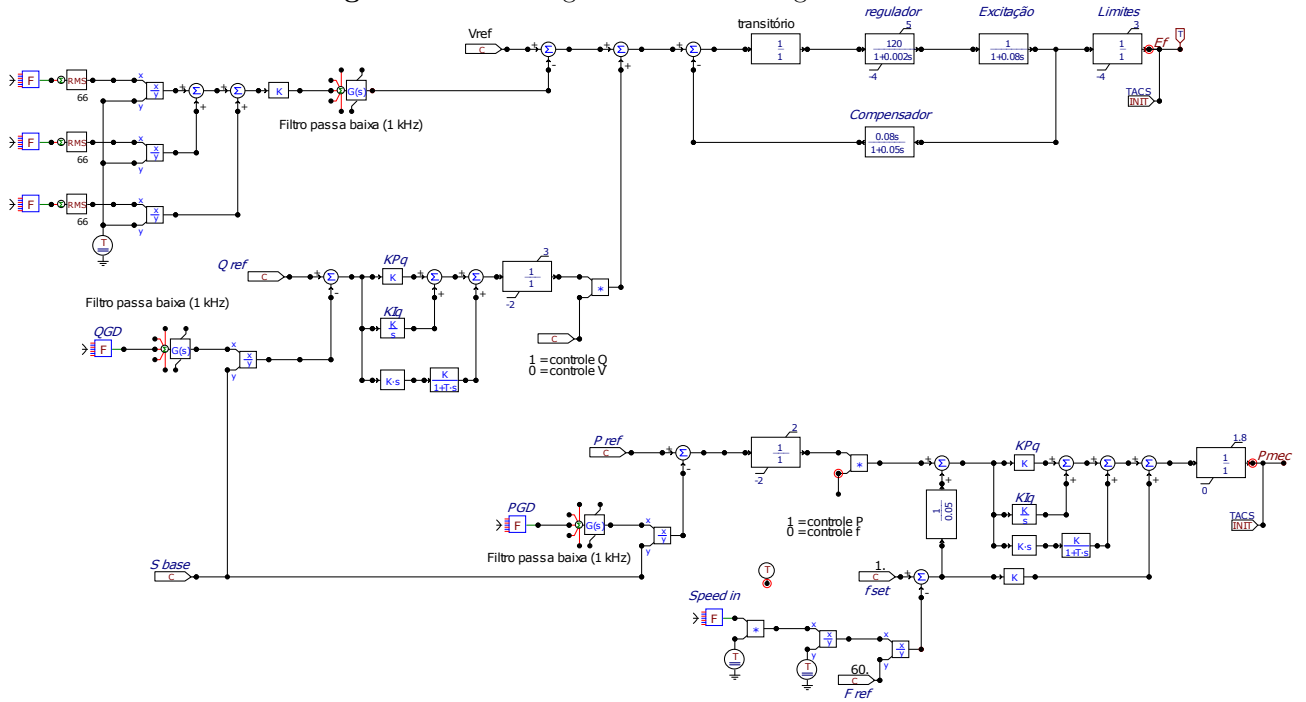
Fonte: Autoria Própria.

Figura B.3. Modelagem do gerador térmico e sua conexão com a rede.



Fonte: Autoria Própria.

Figura B.4. Modelagem do controle do gerador térmico.



Fonte: Adaptado de (MENEZES, 2019).