

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Paula Stael Silva Barbosa**

**Inversores com Controle Automatizado Operando em Microrredes com  
Cargas Desequilibradas**

Juiz de Fora  
2020



**Paula Stael Silva Barbosa**

**Inversores com Controle Automatizado Operando em Microrredes com  
Cargas Desequilibradas**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Eletrônicos.

Orientadora: Prof<sup>ª</sup>.Ph.D. Janaína Gonçalves de Oliveira

Juiz de Fora

2020

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Barbosa, Paula Stael Silva .

Inversores com Controle Automatizado Operando em Microrredes com Cargas Desequilibradas /Paula Stael Silva Barbosa. -- 2020.  
143 p. : il.

Orientadora: Janaína Gonçalves de Oliveira

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.

1. Conversores Eletrônicos . 2. Microrrede ilhada . 3. Desequilíbrio de Tensão. 4. Ressincronização. 5. Geração Fotovoltaica. I. de Oliveira, Janaína Gonçalves, orient. II. Título.

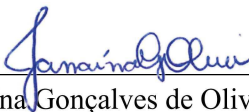
**Paula Stael Silva Barbosa**

**Inversores com Controle Automatizado Operando em Microrredes com Cargas Desequilibradas**

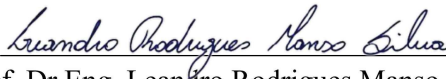
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Eletrônicos.

Aprovada em 17 de dezembro de 2020.

**BANCA EXAMINADORA**



Profª.Ph.D Janaína Gonçalves de Oliveira - Orientadora  
Universidade Federal de Juiz de Fora



Prof. Dr.Eng. Leandro Rodrigues Manso Silva  
Universidade Federal de Juiz de Fora



Prof. Dr.Eng. Rodolfo Lacerda Valle  
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais



*Dedico esse trabalho aos meus pais por serem meus exemplos de vida e por nunca terem deixado de acreditar em mim, sempre me incentivando e me apoiando para a concretização de mais uma etapa em minha vida.*





## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus que iluminou o meu caminho, foram dois anos de muito estudo e dedicação e sem ele não teria forças durante essa trajetória.

Aos meus pais Cimar Onofre Barbosa e Maria Aparecida Silva Barbosa por serem meu maior exemplo de vida, pelo amor incondicional, pela dedicação e incentivo, me apoiando nos momentos difíceis e me dando forças para seguir em frente, vocês fazem parte dessa conquista, amo vocês.

A minha irmã Amanda, pelo incentivo, companheirismo e apoio durante toda essa caminhada.

Aos meus amigos Lílian, João Antônio e João Marcos pela amizade e companheirismo durante o mestrado, compartilhando alegrias e dificuldades, amigos que a graduação me proporcionou e seguirá por toda a vida. E agradeço aos colegas Dalmo e Raul pelas contribuições neste trabalho.

A minha orientadora Janaína, pelos ensinamentos, dedicação, disponibilidade e apoio para a realização deste trabalho.

Ao CNPq, INERGE, CAPES, FAPEMIG, à Universidade Federal de Juiz de Fora e à Faculdade de Engenharia pelo suporte concedido durante o desenvolvimento do trabalho e pelo ensino gratuito e de qualidade.

Enfim, agradeço a todos que contribuíram de forma direta ou indiretamente para a concretização deste trabalho e para a minha formação.



“Educação não transforma o mundo.  
Educação muda as pessoas.  
Pessoas mudam o mundo.”  
(Paulo Freire)



## RESUMO

Este trabalho visa o dimensionamento e o desenvolvimento de uma microrrede híbrida automatizada empregando geração fotovoltaica e um sistema de armazenamento de energia, a ser implementada na Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Microrredes podem ser definidas como um sistema integrado que envolve recursos de energia distribuídos e várias cargas elétricas operando como uma rede autônoma, seja em paralelo ou ilhada da rede elétrica principal. Uma das grandes vantagens de se trabalhar com microrredes está na possibilidade de testar dispositivos e controles necessários para o desenvolvimento de redes elétricas inteligentes, com menor risco e custo associado. O sistema foi modelado e simulado no *Matlab/Simulink* versão 2018a, com operações automatizadas, detectando a ocorrência de ilhamento e posteriormente fazendo o processo de resincronização com a rede principal, sob condições de cargas desequilibradas. O conversor multifuncional opera como Formador de Rede, suprindo cargas altamente desequilibradas. Um conversor nesse cenário necessitará de 4 braços para realizar o controle das componentes de sequência zero advindas do desbalanço de carga e sua operação no modo formador de rede é um tema pouco abordado na literatura. Tem-se ainda como contribuição deste trabalho o fato de se utilizar controladores baseados no sistema de coordenadas síncrono, evitando a utilização de controladores complexos e obtendo uma resposta transitória rápida durante os distúrbios do sistema. Resultados de simulação digital obtidos foram utilizados para validar a metodologia proposta, mostrando as funcionalidades do inversor implementado, trabalhando automaticamente na detecção de ocorrência de ilhamento e resincronização da microrrede com a rede principal. Por meio da comparação dos resultados alcançados, mostrou-se a eficácia do algoritmo do compensador de desequilíbrio de tensão, reduzindo o índice do fator de desequilíbrio de tensão (VUF) para zero, mantendo a tensão de saída no PAC equilibrada.

Palavras-chave: Conversores Eletrônicos. Microrrede Ilhada. Desequilíbrio de Tensão. Resincronização. Geração Fotovoltaica.



## ABSTRACT

This work aims at dimensioning and developing an automated hybrid microgrid using photovoltaic generation and an energy storage system, to be implemented at the Faculty of Engineering of the Federal University of Juiz de Fora (UFJF). Microgrids can be defined as an integrated system that involves distributed energy resources and several electrical loads operating as an autonomous network, either in parallel or isolated from the main electrical network. One of the great advantages of microgrids is the possibility of testing devices and control required for the development of smart electrical networks, with less risk and associated cost. The system was modeled and simulated in Matlab / Simulink version 2018a, with automated operations, detecting the occurrence of islanding and later doing the resynchronization process with the main network, under unbalanced load conditions. A multifunctional converter operates as Grid Forming Converter, supplying highly unbalanced loads. A converter in this scenario will need 4 arms to perform the control of the zero sequence components resulting from the load unbalance. Its operation in the grid-forming mode has not been fully addressed in the literature. The contribution of this work also includes the use of controllers based on the synchronous coordinate system, avoiding the use of complex controllers and obtaining an rapid transient response during system disturbances. Simulation results obtained were used to validate the proposed methodology, showing the functionalities of the implemented inverter, working automatically in the detection of the occurrence of islanding and resynchronization of the microgrid with the main grid. By comparing the results achieved with and without the voltage unbalance compensation algorithm, its effectiveness was shown, reducing the voltage unbalance factor (VUF) index to zero, keeping the output voltage on the PAC balanced.

Keywords: Electronic Converters. Microgrid Island. Voltage unbalance. Resynchronization. Photovoltaic generation.





## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Participação de cada fonte na geração distribuída na matriz energética brasileira em 2018. . . . .	34
Figura 2 – Destaque da participação da energia fotovoltaica comparada com outras fontes na geração distribuída. . . . .	34
Figura 3 – Configuração do sistema de microrrede em estudo. . . . .	41
Figura 4 – Topologias de CSR com diferentes fontes primárias: (a) Topologia I com fonte PV, b) Topologia II com fonte de tensão. . . . .	47
Figura 5 – Topologia do Conversor Formador de Rede. . . . .	48
Figura 6 – Topologia do Conversor Condicionador de Rede. . . . .	49
Figura 7 – Classificação das microrredes com base no tipo do sistema de energia (CA ou CC) . . . . .	49
Figura 8 – Classificação das técnicas de Detecção de Ilhamento . . . . .	53
Figura 9 – Circuito equivalente ideal e real da célula solar. . . . .	59
Figura 10 – Fluxograma do algoritmo MPPT - P&O. . . . .	61
Figura 11 – Topologia do conversor CC-CC bidirecional em corrente conectado à bateria. . . . .	63
Figura 12 – Malha de controle de tensão do barramento CC. . . . .	63
Figura 13 – Esquemático do controle do conversor CC-CC <i>Boost</i> . . . . .	66
Figura 14 – Diagrama de blocos do conversor supridor conectado à rede e ao painel fotovoltaico. . . . .	67
Figura 15 – Diagrama esquemático do SRF-PLL. . . . .	69
Figura 16 – Diagrama de blocos resumido do algoritmo de PLL. . . . .	70
Figura 17 – Diagrama de blocos da malha de controle das correntes no sistema de coordenadas síncronas . . . . .	73
Figura 18 – Malha de controle de tensão CC em cascata com a malha de corrente. . . . .	76
Figura 19 – Diagrama de blocos simplificado da malha de controle de tensão. . . . .	76
Figura 20 – Configuração do conversor formador de rede de quatro braços. . . . .	77
Figura 21 – Estrutura do integrador generalizado de segunda ordem SOGI. . . . .	79
Figura 22 – Diagrama de blocos da estrutura típica do integrador generalizado de segunda ordem duplo - DSOGI. . . . .	80
Figura 23 – Diagrama de blocos do integrador generalizado de segunda ordem duplo com PLL (DSOGI-PLL). . . . .	81
Figura 24 – Diagrama da malha de controle de tensão e corrente do conversor formador. . . . .	82
Figura 25 – Representação geral por diagrama de blocos do sistema simulado. . . . .	86
Figura 26 – Laboratório Solar Fotovoltaico da UFJF. . . . .	88

Figura 27 – Energia gerada no Laboratório Solar Fotovoltaico da UFJF durante o ano de 2019. . . . .	88
Figura 28 – Curva IxV para diferentes valores de temperatura e radiação solar constante de $1000W/m^2$ . . . . .	89
Figura 29 – Curva PxV para diferentes valores de temperatura e radiação solar constante de $1000W/m^2$ . . . . .	90
Figura 30 – Curvas IxV para diferentes valores de radiação solar e temperatura constante de $25\text{ }^\circ\text{C}$ . . . . .	90
Figura 31 – Curvas PxV para diferentes valores de radiação solar e temperatura constante de $25\text{ }^\circ\text{C}$ . . . . .	91
Figura 32 – Curva IxV para o arranjo fotovoltaico empregado. . . . .	91
Figura 33 – Curva PxV para o arranjo fotovoltaico empregado. . . . .	92
Figura 34 – Detalhamento das medições no <i>PowerLog</i> 5.6. . . . .	93
Figura 35 – Corrente na carga desequilibrada. . . . .	94
Figura 36 – Distorção harmônica total por fase das correntes da carga desequilibrada. . . . .	94
Figura 37 – Comportamento dos distúrbios SGM na fase ABC inseridos no sistema. . . . .	101
Figura 38 – Diagrama esquemático do funcionamento do relé de ROCOF. . . . .	103
Figura 39 – Diagrama esquemático do algoritmo de resincronização proposto. . . . .	104
Figura 40 – Modelo equivalente de pequenos sinais do algoritmo de resincronização. . . . .	104
Figura 41 – Esquema de compensação de desequilíbrio de tensão por mitigação da tensão de sequência negativa no PAC. . . . .	106
Figura 42 – Circuito SOGI para gerar tensões de sequência zero em $\alpha\beta$ . . . . .	107
Figura 43 – Esquema de compensação de desequilíbrio de tensão por mitigação da tensão de sequência zero no PAC. . . . .	107
Figura 44 – <i>Buffer</i> para corrente de sequência zero em $\alpha\beta$ . . . . .	108
Figura 45 – Malha de controle de corrente de sequência zero. . . . .	108
Figura 46 – Formas de onda: (a) Tensão terminal do CSR (b) Corrente terminal do CSR. . . . .	114
Figura 47 – Formas de onda: (a) Tensão terminal do CFR (b) Corrente terminal do CFR. . . . .	114
Figura 48 – Formas de onda: (a) Tensão da rede (b) Corrente da rede. . . . .	115
Figura 49 – Formas de onda: (a) Tensão no PAC (b) Corrente no PAC. . . . .	115
Figura 50 – Distorção Harmônica Total na tensão do Conversor Formador de Rede. . . . .	116
Figura 51 – Potência Ativa e Reativa da carga desequilibrada. . . . .	117
Figura 52 – Formas de onda do lado CC: (a) Barramento CC do CSR (b) Corrente do painel fotovoltaico e (c) Irradiação. . . . .	117

Figura 53 – Formas de onda do lado CC: (a) Barramento CC do CFR e (b) corrente da bateria. . . . .	118
Figura 54 – Formas de onda: (a) Tensão trifásica no PAC (b) corrente trifásica da carga. . . . .	118
Figura 55 – Formas de onda: (a) Tensão trifásica no PAC sem compensação (b) Tensão trifásica no PAC com compensação. . . . .	119
Figura 56 – Formas de onda: (a) Fator de desequilíbrio de tensão de sequência negativa (b) Fator de desequilíbrio de tensão de sequência zero. . . . .	119
Figura 57 – Distorção Harmônica Total na tensão do PAC (a) Conteúdo harmônico sem compensação (b) Conteúdo harmônico com compensação. . . . .	120
Figura 58 – Frequência do sistema. . . . .	121
Figura 59 – ROCOF induzido pelo SGM. . . . .	122
Figura 60 – Sinal de detecção de ilhamento. . . . .	122
Figura 61 – Comparação da tensão de linha $V_{ab}$ no PAC e na rede. . . . .	124
Figura 62 – Comparação em detalhe no instante $t = 0,5 s$ a $t = 0,55 s$ da tensão de linha $V_{ab}$ no PAC e na rede. . . . .	124
Figura 63 – Comparação do ângulo elétrico da rede com o ângulo elétrico do algoritmo PLL do controle implementado. . . . .	125
Figura 64 – Representação dos sistemas de coordenadas. . . . .	141



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites estabelecidos para reconexão conforme a norma IEEE Std 1547-2003. . . . .	52
Tabela 2 – Parâmetros do painel fotovoltaico <i>BPSX120</i> . . . . .	89
Tabela 3 – Limites máximos de distorção por componente harmônica de corrente. . . . .	95
Tabela 4 – Parâmetros do conversor CC-CC bidirecional. . . . .	96
Tabela 5 – Parâmetros do conversor CC-CC <i>Boost</i> . . . . .	97
Tabela 6 – Parâmetros do circuito de sincronismo SRF-PLL. . . . .	98
Tabela 7 – Parâmetros do controle de corrente do conversor Supridor de Rede. 99	
Tabela 8 – Parâmetros do controle de tensão do Conversor Supridor de Rede. 99	
Tabela 9 – Parâmetros dos controladores de tensão e corrente do Conversor Formador de Rede. . . . .	100
Tabela 10 – Parâmetros do distúrbio SGM. . . . .	102
Tabela 11 – Parâmetros do Sistema. . . . .	111
Tabela 12 – Parâmetros do painel fotovoltaico <i>BPSX120</i> e do modelo da rede.112	
Tabela 13 – Parâmetros dos controladores . . . . .	112



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CC	Corrente Contínua
CCR	Conversor Condicionador de Rede
CFR	Conversor Formador de Rede
CHP	Cogeração Qualificada ( <i>Combined Heat and Power</i> )
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
CSR	Conversor Supridor de Rede
DERs	Recursos Distribuídos de Energia
DSOGI	Integrador Generalizado de Segunda Ordem Duplo ( <i>Double Second Order Generalized Intergrator</i> )
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAPEMIG	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais
GD	Geração Distribuída
HIL	( <i>Hardware In the Loop</i> )
IEEE	( <i>Institute of Electrical and Eletronics Engineering</i> )
IGBT	Transistor Bipolar com Gatilho Isolado ( <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> )
LABSIM	Laboratório de Simulações Multiplataforma
LabSolar	Laboratório Solar Fotovoltaico
MPP	Ponto de Máxima Potência ( <i>Maximum Power Point</i> )
MPPT	Seguidor do Ponto de Máxima Potência ( <i>Maximum Power Point Tracking</i> )
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PI	Proporcional-Integral
PLL	( <i>Phase Locked Loop</i> )
PMP	Ponto de Máxima Potência ( <i>Maximum Power Point</i> )
PPEE	Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PV	Célula Fotovoltaica ( <i>Photovoltaic cell</i> )
P&O	Pertuba e Observa ( <i>Perturb and Observe</i> )
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
ROCOF	Taxa de Variação de Frequência ( <i>Rate Of Change Of Frequency</i> )
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SGD	Sistema de Geração Distribuída
SGM	Sinal Gaussiano Modulado

SOGI	Integrador Generalizado de Segunda Ordem ( <i>Second Order Generalized Intergrator</i> )
SPWM	Modulação por Largura de Pulso Senoidal ( <i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i> )
SRF-PLL	Sistema de coordenadas síncronas PLL ( <i>Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop</i> )
THD	Distorção Harmônica Total ( <i>Total Harmonic Distortion</i> )
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
UPS	Fonte ininterrupta de energia ( <i>Uninterruptable Power Pupply</i> )
VSC	Conversor Fonte de Tensão ( <i>Voltage Source Converter</i> )
VSI	Inversor Fonte de Tensão ( <i>Voltage Source Inverter</i> )
VUF	Fator de desequilíbrio de tensão ( <i>Voltage Unbalance Factor</i> )
ZND	Zona de não detecção do ilhamento



## LISTA DE SÍMBOLOS

$I_{PV}$	Corrente da célula PV
$V_{PV}$	Tensão da célula PV
$I_D$	Corrente do diodo da célula PV
$I_R$	Corrente de fuga reversa que flui pela célula PV
$V_T$	Tensão térmica da célula PV
$q$	Carga do elétron
$k$	Constante de <i>Boltzmann</i>
$T$	Temperatura da junção p-n da célula PV
$V$	Tensão terminal da célula PV
$I$	Corrente terminal da célula PV
$R_S$	Resistência em série da célula PV
$R_P$	Resistência em paralelo da célula PV
$\Delta P$	Variação de potência do painel fotovoltaico
$\Delta V$	Variação de tensão do painel fotovoltaico
$C_{PV}$	Capacitor de saída do painel fotovoltaico
$L_{bat}$	Indutor do conversor CC-CC bidirecional ligado à bateria
$R_{bat}$	Resistência do indutor do conversor CC-CC bidirecional ligado à bateria
$C_{bat}$	Capacitor de entrada do conversor CC-CC bidirecional ligado à bateria
$C_{CC2}$	Capacitor do barramento CC alocado a função Formador de Rede
$V_{bat}$	Tensão na bateria
$I_{bat}$	Corrente na bateria
$P_{bat}$	Potência na bateria
$V_t$	Tensão nos interruptores do conversor CC-CC bidirecional ligado à bateria
$V_{CC2}$	Tensão do barramento CC alocado a função Formador de Rede
$i_{CC}$	Corrente no indutor $L_{bat}$
$Kp_{i,cc}$	Ganho proporcional de corrente da bateria
$Ki_{i,cc}$	Ganho integral de corrente da bateria
$\tau_{i,CC}$	Constante de tempo do conversor CC-CC bidirecional
$Kp_{v,cc}$	Ganho proporcional de tensão da bateria
$Ki_{v,cc}$	Ganho integral de tensão da bateria
$t_s$	Tempo de acomodação do conversor CC-CC bidirecional
$\zeta$	Coefficiente de amortecimento
$\omega_n$	Frequência natural do sistema
$I_L$	Corrente de saída do conversor CC-CC bidirecional
$D$	Razão cíclica do conversor CC-CC bidirecional
$\Delta i_L$	Máxima ondulação de corrente no indutor do conversor CC-CC bidirecional
$f_s$	Frequência de chaveamento do conversor CC-CC bidirecional

$\Delta V_{cp}$	Máxima ondulação de tensão no capacitor do conversor CC-CC bidirecional
$V_{CC}$	Tensão do barramento CC alocado a função Supridor de Rede
$P_{out}$	Potência máxima de operação do sistema
$D_b$	Razão cíclica do conversor <i>Boost</i>
$L_{PV}$	Indutor do conversor <i>Boost</i>
$C_{CC}$	Capacitor de saída do conversor <i>Boost</i>
$f_{sb}$	Frequência de chaveamento do conversor <i>Boost</i>
$\Delta I_{L,b}$	Máxima ondulação de corrente no indutor do conversor <i>Boost</i>
$\Delta V_{CC,b}$	Máxima ondulação de tensão na saída do conversor <i>Boost</i>
$R_b$	Resistência da carga equivalente do conversor <i>Boost</i>
$L$	Indutância em série do filtro passa baixas do conversor Supridor de Rede
$R$	Resistência em série do filtro passa baixas do conversor Supridor de Rede
$r_{on}$	Resistência que modela as perdas nos IGBTs conversor Supridor de Rede
$R_{eq}$	Resistência equivalente do conversor Supridor de Rede
$i_a$	Corrente da fase a no terminal de saída do conversor Supridor de Rede
$i_b$	Corrente da fase b no terminal de saída do conversor Supridor de Rede
$i_c$	Corrente da fase c no terminal de saída do conversor Supridor de Rede
$V_{t,a}$	Tensão da fase a no terminal de saída do conversor Supridor de Rede
$V_{t,b}$	Tensão da fase b no terminal de saída do conversor Supridor de Rede
$V_{t,c}$	Tensão da fase c no terminal de saída do conversor Supridor de Rede
$V_{a,pac}$	Tensão da fase a no PAC do sistema com a rede
$V_{b,pac}$	Tensão da fase b no PAC do sistema com a rede
$V_{c,pac}$	Tensão da fase c no PAC do sistema com a rede
$\rho$	Ângulo do sistema em coordenadas dq
$\hat{V}_{pac}$	Valor de pico da tensão de fase
$\omega_1$	Frequência angular fundamental
$\phi_{V_1}$	Ângulo de fase genérico da tensão da rede no PAC
$V_{d,pac}$	Tensão de eixo direto PAC
$V_{q,pac}$	Tensão de eixo em quadratura PAC
$V_{0,pac}$	Tensão de eixo zero no PAC
$V_{\alpha\beta 0,pac}$	Tensão de eixo zero no PAC do sistema com a rede em coordenadas $\alpha\beta$
$v_{dq0}$	Vetor de tensão em dq de sequência zero
$v_{dq0,ref}$	Vetor de tensão de referência em dq de sequência zero
$i_{dq0,ref}$	Vetor de corrente de referência em dq de sequência zero
$i_{dq0}$	Vetor de corrente em dq de sequência zero
$i_{\alpha\beta 0}$	Vetor de corrente em $\alpha\beta$ de sequência zero
$K_{p,PLL}$	Ganho proporcional do SRF-PLL
$K_{i,PLL}$	Ganho integral do SRF-PLL

$\tau_{PLL}$	Constante de tempo do controlador do SRF-PLL
$K_{p,ds}$	Ganho proporcional do DSOGI-PLL
$K_{i,ds}$	Ganho integral do DSOGI-PLL
$P_s$	Potência ativa instantânea
$Q_s$	Potência reativa instantânea
$i_d$	Corrente de eixo direto
$i_q$	Corrente de eixo em quadratura
$i_{d,ref}$	Referência de corrente de eixo direto
$i_{q,ref}$	Referência de corrente de eixo em quadratura
$V_d$	Tensão de eixo direto
$V_q$	Tensão de eixo em quadratura
$V_{t,d}$	Tensão de eixo direto no terminal de saída do conversor Supridor de Rede
$V_{t,q}$	Tensão de eixo em quadratura no terminal de saída do conversor Supridor de Rede
$m_d$	Modulante de eixo direto
$m_q$	Modulante de eixo em quadratura
$m_0$	Modulante de eixo zero
$m_{d,0}$	Modulante de eixo direto em sequência zero
$m_{q,0}$	Modulante de eixo em quadratura em sequência zero
$m_a$	Modulante da fase a
$m_b$	Modulante da fase b
$m_c$	Modulante da fase c
$u_d$	Variável de controle de eixo direto
$u_q$	Variável de controle de eixo em quadratura
$K_{p,i}$	Ganho proporcional do controlador da malha de corrente do conversor Supridor de Rede
$K_{i,i}$	Ganho integral do controlador da malha de corrente do conversor Supridor de Rede
$\tau_i$	Constante de tempo do conversor Supridor de Rede
$f_{sup}$	Frequência de chaveamento do conversor Supridor de Rede
$f_{for}$	Frequência de chaveamento do conversor Formador de Rede
$V_{rms}$	Valor eficaz da tensão da rede
$f$	Frequência fundamental da rede elétrica
$L_s$	Indutância de linha
$R_s$	Resistência de linha
$V_{CC,ref}$	Referencia de tensão para o elo CC alocado ao conversor Supridor de Rede
$K_{p,v}$	Ganho proporcional do controlador da malha de tensão do conversor Supridor de Rede
$K_{i,v}$	Ganho integral do controlador da malha de tensão do conversor Supridor de Rede

$i_{a,f}$	Corrente da fase a no terminal de saída do conversor Formador de Rede
$i_{b,f}$	Corrente da fase b no terminal de saída do conversor Formador de Rede
$i_{c,f}$	Corrente da fase c no terminal de saída do conversor Formador de Rede
$i_0$	Corrente do terminal neutro no terminal de saída do conversor Formador de Rede
$L_f$	Indutância em série do filtro passa baixas do conversor Formador de Rede
$C_f$	Filtro capacitivo do conversor Formador de Rede
$R_f$	Resistência em série do filtro passa baixas do conversor Formador de Rede
$r_{on,f}$	Resistência que modela as perdas nos IGBTs conversor Formador de Rede
$R_{eq,f}$	Resistência equivalente do conversor Formador de Rede
$Kp_{i,f}$	Ganho proporcional de corrente do conversor Formador de Rede
$Ki_{i,f}$	Ganho integral de corrente do conversor Formador de Rede
$Kp_{v,f}$	Ganho proporcional de tensão do conversor Formador de Rede
$Ki_{v,f}$	Ganho integral de tensão do conversor Formador de Rede
$v_{abc}^+$	Vetor em $abc$ de sequência positiva
$v_{abc}^-$	Vetor em $abc$ de sequência negativa
$T^+$	Matriz de sequência positiva
$T^-$	Matriz de sequência negativa
$a$	Operador de deslocamento de fase
$v_{\alpha\beta}^+$	Vetor em $\alpha\beta$ de sequência positiva
$v_{\alpha\beta}^-$	Vetor em $\alpha\beta$ de sequência negativa
$q$	Operador de fase no domínio do tempo
$k_r$	Fator de amortecimento do SOGI
$\omega_r$	Frequência de ressonância do SOGI
$v'_{\alpha\beta}$	Vetor em $\alpha\beta$ da tensão filtrada pelo DSOGI
$v_{\alpha\beta}$	Vetor em $\alpha\beta$ com $90^\circ$ atrasado em relação da tensão filtrada $v'_{\alpha\beta}$
$T_{\alpha\beta}$	Transformada de <i>Clarke</i> nas coordenadas $\alpha\beta$
$T_{\alpha\beta}^{-1}$	Transformada inversa de <i>Clarke</i> nas coordenadas $\alpha\beta$
$v_{dq}^+$	Vetor de tensão em $dq$ de sequência positiva
$v_{dq}^-$	Vetor de tensão em $dq$ de sequência negativa
$v_{dq,ref}^-$	Vetor de tensão de referência em $dq$ de sequência negativa
$i_{dq,ref}^-$	Vetor de corrente de referência em $dq$ de sequência negativa
$T_{dq}$	Transformada de <i>Park</i> nas coordenadas $dq$
$T_{dq}^{-1}$	Transformada inversa de <i>Park</i> nas coordenadas $dq$
$C_{temperatura}$	Coefficiente de temperatura da bateria
$Q_{bat}$	Quantidade de células em série no banco de baterias
$F_c$	Fator de carga da bateria
$C_q$	Capacidade de carga da bateria
$\omega_h$	Frequência de modulação do sinal SGM

$h$	Ordem da componente harmônica desejada no SGM
$G$	Ganho que é proporcional a energia do sinal SGM
$\sigma^2$	Variância da função SGM
$k$	Fator de decaimento do sinal SGM
$T_n$	Intervalo de injeção do sinal SGM
$T_s$	Intervalo de silêncio do sinal SGM
$\beta$	Taxa de variação de frequência
$\Delta f$	Diferença de frequência entre as tensões
$\Delta V$	Diferença de nível entre as tensões
$\Delta\theta$	Defasagem do ângulo de fase entre as tensões
$\theta_{sincrono}$	Ângulo de resincronização
$\theta_{PLL}$	Ângulo de fase providenciado pelo PLL
$\omega_0$	Frequência angular
$t_{ss}$	Tempo de acomodação utilizado no método de resincronismo
$K_p$	Ganho proporcional do controlador do método de resincronismo
$K_i$	Ganho integral do do controlador do método de resincronismo



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>33</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO . . . . .	35
1.1.1	<i>Microrredes no Mundo . . . . .</i>	35
1.1.2	<i>Microrredes no Brasil . . . . .</i>	37
1.2	IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA E MOTIVAÇÃO . . . . .	39
1.2.1	<i>Visão Resumida do Sistema . . . . .</i>	41
1.3	OBJETIVOS . . . . .	41
1.3.1	<i>Objetivos Específicos . . . . .</i>	42
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO . . . . .	43
<b>2</b>	<b>AS MICRORREDES DE ENERGIA ELÉTRICA . . . . .</b>	<b>45</b>
2.1	DEFINIÇÕES DE MICRORREDE . . . . .	45
2.1.1	<i>Conversor Supridor de Rede - CSR . . . . .</i>	46
2.1.2	<i>Conversor Formador de Rede - CFR . . . . .</i>	47
2.1.3	<i>Conversor Condicionador de Rede - CCR . . . . .</i>	48
2.2	TOPOLOGIAS DAS MICRORREDES . . . . .	49
2.3	MODOS DE OPERAÇÃO DA MICRORREDE . . . . .	51
2.3.1	<i>Conectado à rede elétrica . . . . .</i>	51
2.3.2	<i>Modo Ilhado . . . . .</i>	51
2.3.3	<i>Modo de Transição . . . . .</i>	51
2.3.4	<i>Modo de Reconexão . . . . .</i>	52
2.4	DETECÇÃO DE ILHAMENTO . . . . .	52
2.5	TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO . . . . .	53
2.5.1	<i>Técnicas Remotas . . . . .</i>	53
2.5.2	<i>Técnicas Locais . . . . .</i>	53
2.5.2.1	Método Passivo . . . . .	54
2.5.2.2	Método Ativo . . . . .	54
2.5.2.3	Método Híbrido . . . . .	55
2.6	SISTEMAS COM CARGAS DESEQUILIBRADAS . . . . .	55
2.7	CONCLUSÕES PARCIAIS . . . . .	56
<b>3</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA . . . . .</b>	<b>59</b>
3.1	MODELAGEM DO PAINEL FOTOVOLTAICO . . . . .	59
3.2	RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT) . . . . .	60
3.3	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA . . . . .	61
3.4	TOPOLOGIA E PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE CONVER- SORES ESTÁTICOS . . . . .	62
3.4.1	<i>Conversor CC-CC bidirecional em corrente . . . . .</i>	62
3.4.2	<i>Conversor CC-CC Boost . . . . .</i>	65

3.5	CONVERSOR CC-CA SUPRIDOR DE REDE . . . . .	67
3.5.1	<i>Circuito de Sincronismo com a Rede elétrica</i> . . . . .	69
3.5.2	<i>Controle de potência ativa e reativa</i> . . . . .	71
3.5.3	<i>Controle do VSC no modo de corrente</i> . . . . .	72
3.5.4	<i>Controle do VSC no modo de tensão</i> . . . . .	75
3.6	CONVERSOR CC-CA FORMADOR DE REDE . . . . .	76
3.6.1	<i>Circuito de Sincronismo com Integrador Generalizado de Segunda Ordem Duplo</i> . . . . .	78
3.6.2	<i>Loop de controle de tensão e corrente</i> . . . . .	80
3.6.3	<i>Controle independente do quarto braço do VSC</i> . . . . .	81
3.7	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS . . . . .	82
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b> . . . . .	<b>85</b>
4.1	VISÃO GERAL DO SISTEMA . . . . .	85
4.2	SISTEMA FOTOVOLTAICO . . . . .	87
4.3	MODELAGEM DA CARGA DESEQUILIBRADA . . . . .	92
4.4	MODELAGEM DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA . . . . .	95
4.5	SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR CC-CC BIDIRECIONAL EM CORRENTE . . . . .	96
4.6	SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR CC-CC <i>BOOST</i> . . . . .	97
4.7	SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR CC-CA SUPRIDOR DE REDE . . . . .	97
4.7.1	<i>Projeto do Circuito de Sincronismo SRF-PLL</i> . . . . .	97
4.7.2	<i>Projeto do controlador da malha de corrente</i> . . . . .	98
4.7.3	<i>Projeto do controlador da malha de tensão</i> . . . . .	99
4.8	SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR CC-CA FORMADOR DE REDE . . . . .	99
4.8.1	<i>Projeto do controle de tensão e corrente</i> . . . . .	99
4.9	DETECÇÃO DE OCORRÊNCIA DE ILHAMENTO . . . . .	100
4.10	MÉTODO DE RESSINCRONIZAÇÃO PARA RECONEXÃO DA MICRORREDE À REDE PRINCIPAL . . . . .	103
4.11	COMPENSAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO POR MITIGAÇÃO DE SEQUÊNCIA NEGATIVA . . . . .	105
4.12	COMPENSAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO POR MITIGAÇÃO DE SEQUÊNCIA ZERO . . . . .	106
4.13	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS . . . . .	109
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> . . . . .	<b>111</b>
5.1	CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA SIMULADO E PARÂMETROS UTILIZADOS . . . . .	111
5.2	RESULTADOS GERAIS DE SIMULAÇÃO . . . . .	113



5.3	RESULTADOS DE COMPENSAÇÃO DE DESBALANÇO DE TENSÃO	117
5.4	RESULTADOS DE DETECÇÃO DA OCORRÊNCIA DE ILHAMENTO E RESSINCRONIZAÇÃO DA REDE . . . . .	120
5.5	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS . . . . .	125
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>	<b>127</b>
6.1	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS . . . . .	129
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>131</b>
	<b>APÊNDICE A – Sequência de operação da medição de carga do Labsolar . . . . .</b>	<b>139</b>
	<b>APÊNDICE B – Transformadas no sistema de coordenadas .</b>	<b>141</b>
	<b>APÊNDICE C – Publicações . . . . .</b>	<b>143</b>



## 1 INTRODUÇÃO

Nos processos de geração e transmissão de energia elétrica, tem-se exigido cada vez mais a melhoria de eficiência energética, a diversificação da matriz energética com baixo impacto ambiental a fim de reduzir emissões de substâncias nocivas, a minimização de perdas e redução no carregamento das redes, aumentando significativamente a segurança e a confiabilidade da operação de todo o sistema de energia. Destarte, cresceu-se o conceito de Geração Distribuída (GD) (HONGKAI *et al.*, 2008).

A GD pode ser caracterizada como qualquer tipo de geração de eletricidade conectada à rede de distribuição ou ao próprio ponto de consumo (HIDAYAT; LI, 2013). São utilizados geradores de baixa capacidade nominal, com energia proveniente de fontes renováveis e não renováveis. A GD de diferentes tipos de sistemas de energia permite a integração de recursos energéticos renováveis e não convencionais. Assim, a GD está se tornando parte dos planos estratégicos da maioria dos países para enfrentar os desafios atuais associados à gestão de energia (GUERRERO *et al.*, 2010).

A utilização da GD tem ocasionado alguns benefícios, tais como a redução das perdas nas linhas de transmissão e distribuição; a melhoria na confiabilidade e segurança do sistema elétrico; redução da emissão de poluentes; melhoria na qualidade de energia fornecida; alívio de congestionamentos das linhas de transmissão, pois a GD está localizada próxima a carga e melhora o perfil de tensão do sistema elétrico (JAIN; MAHAJAN, 2018).

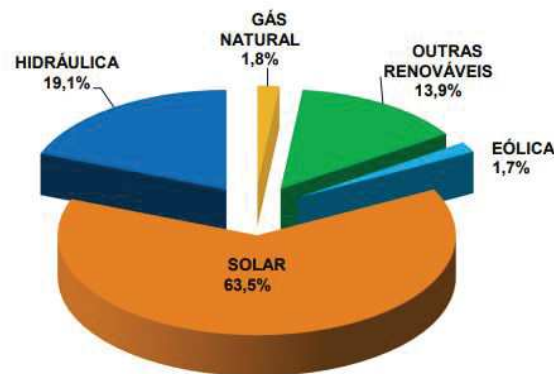
Existem diversos tipos de tecnologias na geração distribuída e em diferentes escalas, incluindo Eólica, Hídrica, Biomassa /Resíduos, Geotérmica, Biogás, Solar Fotovoltaica, Cogeração Qualificada (do inglês, *Combined Heat and Power - CHP*), Onda, Maré e Microgeração (HIDAYAT; LI, 2013). A Microgeração é um tipo de geração com capacidade menor ou igual a 75 kW, formada principalmente de gerações renováveis, como pequenas hidrelétricas, eólicas e usinas solares e a minigeração é caracterizada por geração com capacidade maior que 75 kW e menor que 3 MW para fontes hídricas ou menor que 5 MW para as demais fontes de geração alternativas (PAIXÃO; ABAIDE; FILHO, 2018).

Segundo os dados do Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2019 - Ano base de 2018, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no Brasil ocorreu um aumento de 131% na geração distribuída, de 359 GWh em 2017 para 828 GWh em 2018 com uma potência instalada de 670 MW (EPE, 2019). A participação de cada fonte na geração distribuída em 2018 é apresentada na Figura 1 (EPE, 2019).

É possível observar o destaque para a fonte solar fotovoltaica, com 526 GWh e 562 MW de geração e potência instalada respectivamente, como apresenta a Figura 2.

No âmbito das GDs, as microrredes apresentam-se como um grupo de recursos energéticos distribuídos gerenciáveis, com limites definidos, capaz de atender cargas, operando de forma conectada ou isolada da rede elétrica principal.

Figura 1 – Participação de cada fonte na geração distribuída na matriz energética brasileira em 2018.



Fonte:(EPE, 2019)

Figura 2 – Destaque da participação da energia fotovoltaica comparada com outras fontes na geração distribuída.



Fonte:(EPE, 2019)

Na operação isolada da rede elétrica, ou autônoma, é necessário o uso de um sistema de armazenamento de energia, tendo em vista que a maior parte das fontes renováveis de energia possuem características intermitentes. Os sistemas de armazenamento de energia são utilizados para armazenar energia em algumas situações, como quando o fornecimento de energia é insuficiente, ou seja, situações em que a demanda da carga supera a energia gerada, ou em casos de falha no sistema de geração local ou na rede elétrica de distribuição, pode ser usada para armazenar o excedente de energia gerada. Portanto, para que se tenha uma melhor operação da microrrede, sugere-se que se tenha dispositivos de armazenamento com alta eficiência, elevada vida útil, rápido carregamento e características de descarga lenta, de acordo com cada projeto a ser desenvolvido (MÍREZ, 2017).

As microrredes tem se tornando um conceito importante para a integração de GDs e sistemas de armazenamento de energia, onde o usuário final poderá gerar, armazenar,

controlar e gerenciar parte da energia que consumirá (JOSEP *et al.*, 2010).

Entretanto, quando a microrrede está operando no modo ilhado a qualidade de energia dela pode ser afetada sob cargas desequilibradas e não lineares. A tensão desequilibrada e distorção harmônica pode causar problemas graves em equipamentos como vibração, sobretensão, superaquecimento, dentre outros (ABOELSAUD; IBRAHIM; GARGANEEV, 2019). Os problemas de baixa qualidade de energia em microrredes podem ser mitigados usando estratégias de controle para compensação de desbalanceamento de carga.

Desarte, as microrredes proporcionam verificar dispositivos e controles necessários para o desenvolvimento de redes elétricas inteligentes, com menor risco e custo associado. Para a concepção de uma microrrede na maioria das vezes são utilizadas fontes de energia em unidades pequenas, como microturbinas, painéis fotovoltaicos e células combustíveis. E essas são conectadas à microrrede através de interfaces baseadas em eletrônica de potência (FALCÃO, 2009).

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

### 1.1.1 *Microrredes no Mundo*

Embora as microrredes sejam apontadas como uma tecnologia nova, diversos países do mundo já utilizam microrredes para o emprego da geração de energia elétrica. Serão expostos alguns projetos de microrredes implementadas nas diversas cidades do mundo, destacando suas principais características e vantagens sobre as redes convencionais.

#### **Projeto de Microrrede na Universidade de Nova Iorque - (NYU)**

Uma das maiores universidades dos Estados Unidos, a *New York University* (NYU), gera energia desde 1960 e instalou uma grande usina de cogeração a óleo em 1980. No final da vida útil dessa instalação, a NYU fez uma transição da tecnologia movida a petróleo para uma microrrede com moderna instalação de cogeração movida a gás natural, oferecendo uma melhor confiabilidade e melhor controle de seus gastos com energia. A capacidade de produção do sistema é de 13,4 MW (o dobro da capacidade da antiga usina) e está totalmente operacional desde 2011. Provê eletricidade a 22 edifícios e aquecimento a 37 edifícios em todo o campus universitário. A microrrede consiste em duas turbinas a gás de 5,5 MW para fornecer eletricidade acoplada a geradores de vapor de recuperação de calor e uma turbina a vapor de 2,4 MW (BERKELEY, 2019).

A microrrede da NYU é conectada à rede de distribuição da *Con Edison* e quando a demanda se torna superior a capacidade de geração local, ela compra eletricidade. Durante o furacão *Sandy* a operação em condição de ilhamento foi testada. A microrrede desconectou-se da rede de distribuição e continuou a fornecer energia confiável a grande

parte do campus da NYU. A modernização da planta, possibilitou ótimos resultados, tanto economicamente quanto ambientalmente. Foi uma economia no custo total de energia entre cinco e oito milhões de dólares por ano e a nova instalação reduziu drasticamente as emissões locais da NYU, com uma redução estimada de 68% nos poluentes dos critérios da EPA (Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos, do inglês, *Environmental Protection Agency*), (emissões de NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> e CO) e 23% nas emissões de gases de efeito estufa. Este foi um grande passo em direção ao compromisso que a universidade assumiu com a cidade de Nova Iorque de reduzir suas emissões de gases de efeito estufa em 30% (BERKELEY, 2019).

#### **Microrrede na Universidade Udayana – Indonésia**

A Universidade de *Udayana*, com o Centro de Excelência em Energia Renovável com Base Comunitária (CORE) em 2017, recebeu recursos do Ministério de Energia e Recursos Minerais da Indonésia para a construção de um Sistema de Microrrede Inteligente Híbrida para pesquisa e desenvolvimento em tecnologia. O sistema consiste em 10 turbinas eólicas de 500 W cada, 80 painéis fotovoltaicos de 330 Wp cada, baterias 192 kWh e um gerador diesel de 20 kVA, o sistema GD foi construído na área do telhado de 33 x 16,5 metros e fornece eletricidade para todas as atividades no prédio de salas de aula no Departamento de Engenharia Elétrica. Através de estudos e simulações, avaliou-se que o desempenho do sistema de microrrede inteligente instalado ainda está abaixo do desempenho esperado, dessa forma veem sendo realizados mais estudos a fim de identificar possíveis problemas e melhorar o seu desempenho (GIRIANTARI IDA A.D.AND MEDINA; SUKERAYASA, 2018).

#### **Microrrede na Universidade da Califórnia, San Diego (UCSD)**

A Universidade da Califórnia, San Diego (UCSD) desenvolveu em 2006 uma microrrede auto-sustentável e de última geração, sendo considerada uma das mais avançadas do mundo, fornecendo 42 MW com um controlador mestre e sistema de otimização que possui a capacidade de suprir 92% de sua própria carga anual de eletricidade, fornecendo energia elétrica para o campus, que possui uma população de aproximadamente 45.000 pessoas e gera 95% de sua carga de aquecimento e resfriamento. A UCSD economiza mais de US \$ 800.000 por mês usando a geração em sua microrrede. A UCSD possui e mantém uma subestação de 69 kV, 96 circuitos alimentadores subterrâneos de 12 kV e quatro subestações de distribuição de 12 kV em todo o campus de 1.200 acres. Quanto ao sistema de armazenamento, a universidade instalou um sistema de energia térmica de 3,8 milhões de galões para reduzir o consumo de pico de carga e assim aumentando a eficiência geral do sistema (WASHOM *et al.*, 2013).

### 1.1.2 *Microrredes no Brasil*

Algumas universidades do Brasil, desenvolvem microrredes para pesquisa permitindo analisar comportamentos de redes elétricas inteligentes em pequena escala, de maneira econômica.

#### **Microrrede na Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC**

A Universidade Federal de Santa Catarina em parceria com o CERTI (Centro de Referências em Tecnologias Inovadoras) e a Engie Brasil Energia desenvolveram em 2017 um projeto que integra microgeradores, acumuladores de energia, cargas controláveis e uma microrrede híbrida em CC e CA, no total de 5 recursos energéticos em uma área construída de  $34,5 m^2$  e uma geração instalada de 90 kW. Foram elaboradas estratégias de controle para integração de sistemas e gerenciamento de energia (UFSC, 2017).

#### **Microrrede na Universidade Federal do Ceará – UFC**

Em 2017, na Universidade Federal do Ceará (UFC) foi desenvolvido o projeto e a implementação da estrutura de uma microrrede conectada em baixa tensão (220 V/60 Hz) e instalado no laboratório de Redes Elétricas Inteligentes, no Departamento de Engenharia Elétrica, do Centro de Tecnologia da Universidade. A microrrede incluiu três sistemas solares fotovoltaicos monofásicos de 2 kWp cada, 2 cargas e um sistema de armazenamento de energia. A configuração foi concebida de forma a oferecer flexibilidade de operação que permita razoável liberdade para trabalhos de investigação e ensaio (CARNEIRO, 2017).

Na operação da microrrede isolada da rede principal, um inversor Formador de Rede é utilizado para monitorar o estado da rede elétrica da concessionária, estabelecer a rede isolada em caso de falta, além de proceder o ressincronismo com a rede da concessionária em caso de correção da falta e o reestabelecimento da rede. Para desempenhar essas funções foi adquirido o conversor de interface entre a bateria e o barramento CC.

#### **Usina de Energia Solar na Universidade Federal do Paraná – UFPR**

A Universidade Federal do Paraná (UFPR), em Curitiba, inaugurou nesse ano de 2020 a maior usina solar fotovoltaica construída em carport (cobertura do estacionamento preparada para receber os painéis) do Brasil, instalada no Centro Politécnico. Ela irá permitir uma economia de até R\$ 1,5 milhão por ano em energia elétrica, o que representa metade do consumo atual do Campus Politécnico, o suficiente para abastecer 722 residências. O projeto faz parte do Programa de Eficiência Energética da Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica, com participação da Funpar – Fundação da Universidade Federal do Paraná e teve um investimento de aproximadamente R\$ 5 milhões. A usina terá uma capacidade instalada de 1.165,6 kWp, que vai gerar 1299,715 MWh de energia anualmente. A iniciativa vai evitar a emissão de 96,18 toneladas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) na atmosfera por ano, que seria o equivalente à preservação de 4.372 árvores de acordo com (SANTOS, 2020).

Aproximadamente 3 mil módulos de placas solares cobrem 375 vagas no estacionamento. Dessa forma, alunos e professores da universidade poderão utilizar a instalação para o desenvolvimento de estudos e pesquisas, desempenhando análises sobre toda a energia gerada (SANTOS, 2020).

### **Microrrede na Fundação do Parque Tecnológico de Itaipu – FPTI/BR**

O Laboratório de Automação e Simulação de Sistemas Elétricos (LASSE) da Fundação Parque Tecnológico Itaipu – Brasil (FPTI/BR) veem desenvolvendo desde 2018 uma infraestrutura laboratorial dedicada a análise de microrredes. A infraestrutura proposta reúne as principais características das instalações verificadas em institutos e laboratórios internacionais de referência em implementações de microrredes. Como principal diferencial da estrutura proposta destacam-se a flexibilidade de análise agregada pela presença da plataforma STR (Simuladores em tempo real) com o uso dos conceitos, *Control Hardware-in-the-Loop (CHIL)* e *Power Hardware-in-the-Loop (PHIL)* bem como elementos emulados e reais. E ainda pode ser prevista a integração de sistemas com outros vetores energéticos (calor, por exemplo) para realização análises mais completas e complexas (PIARDE *et al.*, 2018).

### **Usina Fotovoltaica na Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP**

A Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) possui uma usina fotovoltaica no campus de Barão Geraldo. A geração de energia solar é um subprojeto do Campus Sustentável, programa em parceria com a CPFL Energia, que se iniciou em agosto de 2017, com investimento no âmbito dos programas de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e PEE (Programa de Eficiência Energética) da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). O Projeto visa melhorar a infraestrutura do campus e através do estudo e desenvolvimento de novas tecnologias, aprimorar o ensino e a pesquisa, transformando a Unicamp no maior Laboratório Vivo de Sustentabilidade Energética da América Latina. Além de proporcionar economia no consumo de eletricidade, os painéis solares integram o “laboratório vivo”, que permite o desenvolvimento de pesquisas na área de geração de energia solar, modelagem de módulos, metodologias de simulação energética, avaliação do desempenho dos sistemas, estudos de solarimetria, entre outros (UNICAMP, 2020).

### **Outras Microrredes no Brasil**

Além das microrredes desenvolvidas em Universidades internacionais e brasileiras, há diversas iniciativas em implementações de microrredes por parte de concessionárias, como a Companhia Paranaense de Energia (Copel) que abriu recentemente uma chamada pública para contratação de energia proveniente de acessantes de geração distribuída. A autorização foi dada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), mediante solicitação feita pela Companhia para implantar um projeto-piloto para a contratação de geração distribuída, com a formação de microrredes em 32 conjuntos de consumidores de sua área de concessão, com o objetivo melhorar a confiabilidade do fornecimento de



energia em áreas específicas, implantando um sistema elétrico inteligente de pequeno porte capaz de operar de forma ilhada durante falhas na rede ou conectado à rede de distribuição (ANEEL, 2020).

Diante das microrredes acima apresentadas, nota-se que existe uma tendência e um grande interesse da comunidade científica por tal investigação. Desta maneira, a Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) a partir de recursos aprovados, está desenvolvendo uma microrrede que opere de forma autônoma (estabelecendo a rede isolada em caso de falta, além de proceder o ressincronismo com a rede principal em caso de correção de falta e o reestabelecimento da rede) sob condições de cargas desequilibradas, a sua implementação ocorrerá nas localidades do Laboratório Solar Fotovoltaico (LabSolar) da Faculdade de Engenharia - UFJF.

## 1.2 IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA E MOTIVAÇÃO

A capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no Brasil atingiu 4 GW nesse ano de 2020 segundo as estatísticas da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). De acordo com a ABSOLAR, o país possui atualmente mais de 411 mil unidades consumidoras com geração distribuída solar fotovoltaica recebendo créditos e mais de 330 mil usinas fotovoltaicas instaladas em mais de 5 mil cidades brasileiras (SOLAR, 2020).

Grande parte da geração fotovoltaica é instalada como sistemas residenciais conectados a redes de baixa tensão. A maioria das redes de distribuição de baixa tensão é radial e desequilibrada em relação às cargas e estruturas de alimentação e possui altas relações  $R / X$  (Resistência e Impedância). Dessa forma a implantação em larga escala de energia fotovoltaica nas redes de distribuição de baixa tensão é limitada por problemas de qualidade de tensão, principalmente por tensões e desequilíbrios. Portanto, o desenvolvimento de técnicas adequadas de mitigação é essencial para gerenciar de maneira efetiva e eficiente a alta penetração de PV nas redes de distribuição de baixa tensão (HAQUE; WOLFS, 2016). Outras dificuldades que ocorrem em decorrência da alta penetração de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica, como sobretensão, subtensão, alteração instantânea de tensão e desequilíbrios de tensão também são abordadas na literatura (MUKWEKWE; VENUGOPAL; DAVIDSON, 2017).

A análise dos impactos causados pela geração de harmônicos na rede elétrica decorrentes da alta penetração de PV é apresentada em (POOSRI; CHAROENLARNOPPARUT, 2016), uma vez que a corrente harmônica injetada dos painéis fotovoltaicos pode causar problemas harmônicos e afetar a qualidade da energia da rede.

Isto posto, com base no crescente número de instalações de sistemas fotovoltaicos no Brasil, torna-se necessário avaliar os impactos dessa fonte renovável nos sistemas de distribuição de energia elétrica, assim como a integração de diversos tipos de cargas

balanceadas/desbalanceadas. Por meio da implementação de novas tecnologias inteligentes se torna possível mitigar esses problemas supracitados.

Também é importante ressaltar que ao contrário dos sistemas de energia convencionais, as cargas em microrredes são tipicamente desequilibradas. A operação de microrredes sob condições desequilibradas significativas, pode afetar a estabilidade do sistema e demanda técnicas projetadas para lidar com essas condições. Dessa forma, técnicas e modelos tradicionais para operações equilibradas não são válidas em sistemas desequilibrados (FARROKHABADI *et al.*, 2020).

O desbalanceamento de tensão e compensação de harmônicos para inversores em microrredes ilhadas é apresentado em (LIU *et al.*, 2014). É proposto o uso de controlador de tensão multi-ressonante integral proporcional (PI) e multi-ressonante em um único quadro de referência síncrono (SRF) de sequência positiva fundamental (FPS) e a impedância virtual modificada para compensação de desbalanço de tensão e de harmônicos.

Um método para reduzir o desequilíbrio de tensão enquanto a GD não está conectada à rede é proposto em (MIRZAEI; MOGHANI, 2017). *Loops* de controle são utilizados para controlar a tensão e a frequência da carga local. A estrutura do sistema de controle inclui os seguintes itens: Controlador proporcional ressonante relacionado à tensão e corrente; *Loop* de impedância virtual; *Droop control* para potência ativa e reativa e compensador de desequilíbrio de tensão.

Uma técnica de *Droop control* para compensação de desequilíbrio dentro do sistema trifásico de geração CA distribuída é proposta para conversores de microrrede em (CHENG *et al.*, 2009).

O uso de conversores de fonte de tensão de 4 braços (VSCs) são empregados em (YI *et al.*, 2017) (NADERIPOUR *et al.*, 2019) para manter a simetria da tensão de saída trifásica em estado estacionário sob cargas desequilibradas.

Desarte, apresenta-se como motivação deste trabalho o estudo de dimensionamento e implementação de uma microrrede híbrida a ser desenvolvida na Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) que opere de forma autônoma (detectando a ocorrência de ilhamento e posteriormente fazendo o processo de resincronismo com a rede principal) sob condições de cargas desbalanceadas. Onde um conversor multifuncional de quatro braços operando como Formador de Rede irá suprir cargas altamente desequilibradas. E por fim tem-se que o controle do quarto braço do VSC será feito de forma independente.

Constatou-se ainda que embora o extenso número de artigos que tenham sido publicados sobre o controle de conversores de potência trifásicos conectados à rede (RO-CABERT *et al.*, 2012), (HASSAINE *et al.*, 2014), (ZENG *et al.*, 2013) inversor trifásico de quatro braços conectado à rede (YI *et al.*, 2017), (ZENG *et al.*, 2013) e inversores trifásicos operando em modo ilhado (VANDOORN *et al.*, 2013), (LLARIA *et al.*, 2011), (PLANASA *et al.*, 2013), verificou-se que o controle de inversores trifásicos de quatro braços operando

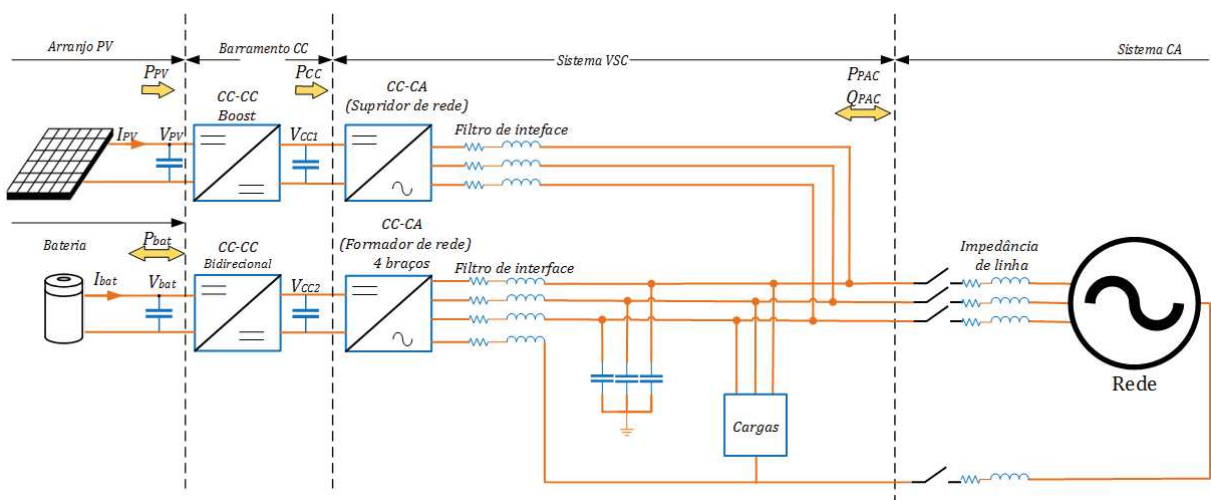
como Formador de Rede em microrredes é um tema pouco abordado na literatura.

### 1.2.1 Visão Resumida do Sistema

A configuração do sistema em estudo é ilustrada pela Figura 3, cuja fonte primária é composta por painéis solares fotovoltaicos, de modo que o conversor *CC/CC Boost* é responsável por rastrear o ponto de máxima potência e manter a tensão de entrada no conversor VSC Supridor de Rede, com base na tensão de referência dada pelo MPPT P&O e o conversor Supridor de Rede faz a conexão com a rede elétrica, injetando potência ativa disponível na microrrede.

O conversor Formador de Rede de 4 braços é responsável por estabelecer em sua saída uma tensão e frequência de referência e irá suprir cargas altamente desequilibradas, sua operação se dá por um sistema de armazenamento utilizando bateria, que consegue suprir uma carga elétrica independente da presença da rede elétrica, mantendo a tensão do barramento CC do Formador de Rede através de um conversor *CC-CC bidirecional*. A comutação de operação do sistema conectado à rede elétrica para isolado é identificada por meio de uma técnica de detecção de ilhamento. Quando a microrrede se encontrar ilhada o sistema de armazenamento de energia irá fornecer ou absorver energia para o sistema.

Figura 3 – Configuração do sistema de microrrede em estudo.



Fonte: Elaborado pela própria autora.

## 1.3 OBJETIVOS

O objetivo geral desse trabalho consiste em dimensionar e implementar computacionalmente uma microrrede híbrida automatizada contendo fontes de energia renováveis, um sistema de armazenamento de energia utilizando bateria e cargas desbalanceadas, com base nas características do LabSolar UFJF. A microrrede possuirá um conversor

multifuncional VSC de quatro braços operando como Formador de Rede, o qual irá suprir cargas altamente desequilibradas, sendo este responsável por realizar a compensação de desbalanço de tensão advinda da carga desequilibrada implementada no trabalho, sua operação no modo formador de rede é pouco abordada na literatura. O projeto propõe que a microrrede opere de forma autônoma (monitorando e detectando a ocorrência de ilhamento, estabelecendo a rede isolada, além de proceder o ressincronismo com a rede da concessionária em caso de correção da falta e realizando a reconexão da microrrede com a rede principal). O dimensionamento é realizado considerando o modelo que representa as cargas e equipamentos existentes dentro do laboratório da Faculdade de Engenharia da UFJF.

### 1.3.1 *Objetivos Específicos*

Para o pleno desenvolvimento desse trabalho, são definidos os seguintes objetivos específicos:

- i.* Realizar uma revisão bibliográfica de alguns conceitos importantes para o desenvolvimento do trabalho, como a estrutura em que uma microrrede é composta, seus modos de funcionamento, tipos de conversores que a compõe, diferentes tipos de topologias de acordo com o tipo de barramento em que é conectada;
- ii.* Investigar técnicas de detecção de ilhamento quando a microrrede está operando no modo ilhado e os sistemas trabalhando com cargas desequilibradas;
- iii.* Dimensionar o sistema contendo painéis fotovoltaicos, sistema de armazenamento de energia, os conversores CC-CC e CC-CA empregados, cargas desbalanceadas e filtros utilizados;
- iv.* Modelar conversores CC-CC e CC-CA encontrados na microrrede e estudar as técnicas de controle aplicadas a cada conversor;
- v.* Modelar o conversor CC-CA de quatro braços empregado para compensação de desbalanço de tensão;
- vi.* Modelar o sistema de armazenamento de energia, composto por um conversor CC-CC bidirecional e uma bateria;
- vii.* Implementar uma metodologia de detecção de ocorrência de ilhamento;
- viii.* Implementar uma metodologia de ressincronização e reconexão da microrrede com a rede principal;
- ix.* Implementar um método de compensação de desbalanço de tensão para microrrede operando com cargas desequilibradas;

- x.* Obter resultados de simulação computacional do sistema proposto, avaliando a modelagem e controle;
- xi.* Evidenciar que o inversor é capaz de desempenhar múltiplas funções simultâneas, sendo um elemento indispensável em sistemas de alta penetração de renováveis.

#### 1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O respectivo trabalho foi organizado em seis capítulos e três apêndices, englobando este capítulo introdutório, onde apresenta a contextualização do tema estudado, bem como a identificação do problema, motivação e os objetivos do trabalho. O restante do documento encontra-se da seguinte forma:

No Capítulo 2 será realizada uma revisão bibliográfica sobre as microrredes de energia elétrica. Serão apresentados os aspectos fundamentais, como estrutura básica, assim como seus modos de funcionamento, os tipos de conversores que a compõe, os diferentes tipos de topologias de microrredes que existem, de acordo com o tipo de barramento em que é conectada, barramento CC ou CA, as diferentes técnicas de detecção de ilhamento utilizadas quando a microrrede está trabalhando no modo ilhado e por fim, uma breve descrição dos sistemas operando com cargas desequilibradas.

No Capítulo 3 serão mostrados conceitos importantes e necessários para o desenvolvimento deste trabalho, como a modelagem do painel solar fotovoltaico utilizado, a estratégia de rastreamento do ponto de máxima potência, a modelagem do sistema de armazenamento de energia, assim como a modelagem e controle dos conversores presentes na microrrede implementada.

O Capítulo 4 apresenta a descrição da visão geral do sistema em estudo, uma breve descrição do dimensionamento do sistema de geração solar fotovoltaico utilizado, da usina solar da UFJF, e ainda é exposta a modelagem da carga desbalanceada baseada na carga presente no Labsolar, o projeto do sistema de armazenamento de energia empregado, assim como o projeto do controle dos conversores presentes na microrrede implementada. E ainda serão apresentadas funcionalidades do conversor multifuncional implementado, que são: detecção da ocorrência de ilhamento e resincronização da microrrede à rede principal após a mesma operar por um tempo isolada. E por fim, abordará a estratégia de mitigação de desbalanço de tensão implementada, advinda da carga desequilibrada empregada no trabalho.

Os resultados obtidos serão expostos no Capítulo 5, onde serão analisados e discutidos.

O Capítulo 6 são apresentadas as conclusões gerais deste trabalho e propostas para trabalhos futuros.

No Apêndice A é apresentada a sequência de operação de medições da carga do

LabSolar.

No Apêndice B encontra-se uma revisão detalhada das transformações do sistema de coordenadas síncronas.

No Apêndice C é apresentado as publicações produzidas durante o período de desenvolvimento deste trabalho.

## 2 AS MICRORREDES DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo tem como objetivo contextualizar as definições relacionadas a estrutura de uma microrrede, assim como os seus modos de funcionamento (conectado, isolado da rede elétrica, transição entre os modos e reconexão), os tipos de conversores que a compõe e mostrará os diferentes tipos de topologias, de acordo com o tipo de barramento CC ou CA. Serão destacadas ainda as diferentes técnicas de detecção de ilhamento utilizadas quando a microrrede está operando no modo ilhado e por fim, serão abordadas microrredes operando com cargas desequilibradas.

### 2.1 DEFINIÇÕES DE MICRORREDE

Uma microrrede é definida como um grupo de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), contendo fontes de energia renováveis e sistemas de armazenamento de energia, além de cargas que operam localmente como uma única entidade controlável, fornecendo desta forma energia elétrica de alta qualidade e alta confiabilidade aos usuários finais (FARROKHABADI *et al.*, 2020). Tendo em vista que a maioria das fontes renováveis de energia possuem características intermitentes, é imprescindível o uso de sistemas de armazenamento de energia, principalmente na operação isolada da rede elétrica principal.

Existem vários benefícios no emprego de microrredes, como a facilitação de GD e a alta penetração de fontes de energia renováveis. Ademais, elas também facilitam a cogeração em um sistema combinado de calor e energia, designada Cogeração Qualificada, aumentam a confiabilidade do fornecimento elétrico e contribuem para a adequação da geração devido à sua capacidade de controlar cargas internas e geração. Além disso, as microrredes também suportam a rede elétrica em locais remotos e áreas rurais (BHASKARA; CHOWDHURY, 2012).

Geralmente as microrredes atuam em faixas de operação de baixa e média tensão, normalmente de 400 V a 69 kV (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007). As microrredes possuem várias configurações possíveis, dependendo do seu tamanho e das suas funcionalidades. Assim, elas existem nas formas conectadas à rede, isolada, transição entre esses modos, ou seja, transição para o modo ilhado e o modo de reconexão da microrrede, os quais serão aludidos posteriormente neste trabalho.

Interfaces baseadas em eletrônica de potência são necessárias para garantir o controle, estabilidade e flexibilidade de microrredes, portanto o controle de conversores se torna necessário tanto sob o ponto de vista da produção de energia elétrica quanto para a estabilidade da microrrede em si (ANTUNES, 2018).

As fontes renováveis locais de uma microrrede normalmente são conectadas por conversores de tensão CC-CA (VSC - *Voltage Source Converter*). Sendo assim, existem

três topologias básicas de operação dos conversores estáticos CC-CA a saber: o Conversor Supridor de Rede (CSR), o Conversor Formador de Rede (CFR) e o Conversor Condicionador de Rede (CCR) (ROCABERT *et al.*, 2012).

### 2.1.1 *Conversor Supridor de Rede - CSR*

Os Conversores Supridores de Rede (CSR) são projetados para fornecer energia a uma rede energizada, atuando como uma fonte de corrente controlada no modo de potência ativa e reativa com alta impedância de entrada. Os Conversores Supridores de Rede ainda conseguem suprir de forma parcial ou total as cargas elétricas da microrrede (AZEVEDO *et al.*, 2013) (ROCABERT *et al.*, 2012).

Nas microrredes são os mais utilizados e operam empregando energia solar fotovoltaica ou eólica como fontes primárias (ALVES, 2018). Funcionam a partir da utilização de um algoritmo rastreador de máxima potência, o MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*) para extrair com eficiência, a potência disponível das fontes primárias e injetar na rede elétrica.

Os CSRs precisam de uma referência de tensão da rede para conseguirem sincronizar-se junto à rede elétrica, através do algoritmo de PLL (*Phase Locked Loop*), assim se a microrrede estiver operando no modo conectado à rede o CSR precisa estar em conexão direta com a rede principal e na operação em modo isolado da rede elétrica principal, ela necessita também de um Conversor Formador de Rede (CFR) que será abordado a seguir (ALVES, 2018).

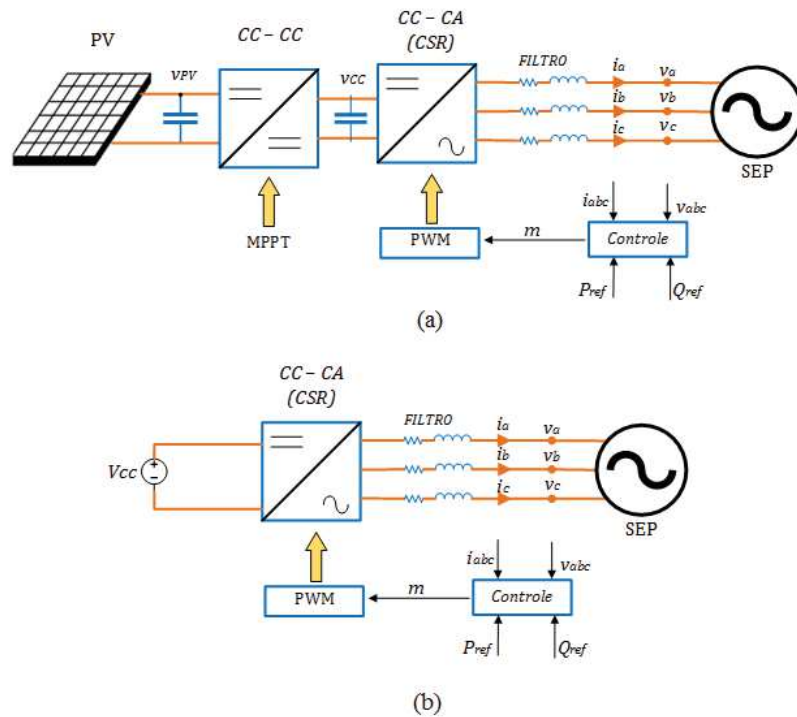
Na Figura 4 são mostradas duas topologias encontradas na literatura para o CSR com fonte primária conectada ao barramento CC do inversor (ANTUNES, 2018).

A Figura 4(a) apresenta painéis solares como fonte primária conectada ao conversor CC-CC, responsável pelo rastreamento do ponto de máxima potência advinda deles. O sistema fotovoltaico tem característica de fonte de corrente e assim o VSC é responsável por manter a tensão constante em seu barramento CC, injetando energia na rede elétrica. Este conversor opera injetando potência na rede de acordo com a disponibilidade energia elétrica da fonte primária utilizada. Como ilustrado na Figura 4 o controle recebe referências de potência ativa  $P_{ref}$  e reativa  $Q_{ref}$  e devido a sua atuação em malha fechada, faz com que o conversor seja visto pelo Ponto de acoplamento comum (PAC) como uma fonte de corrente em paralelo com uma elevada impedância. A Figura 4(b) mostra a fonte primária com característica de fonte de tensão, assim o barramento CC do VSC não possui variação de tensão, devido essa característica de fonte de tensão. Neste trabalho será utilizada a topologia I, mostrada na Figura 4(a).

Ainda é possível observar que o CSR possui um filtro passivo que faz a conexão dele com à rede elétrica, que pode ser do tipo L, LC ou LCL, de acordo com cada projeto.



Figura 4 – Topologias de CSR com diferentes fontes primárias: (a) Topologia I com fonte PV, b) Topologia II com fonte de tensão.



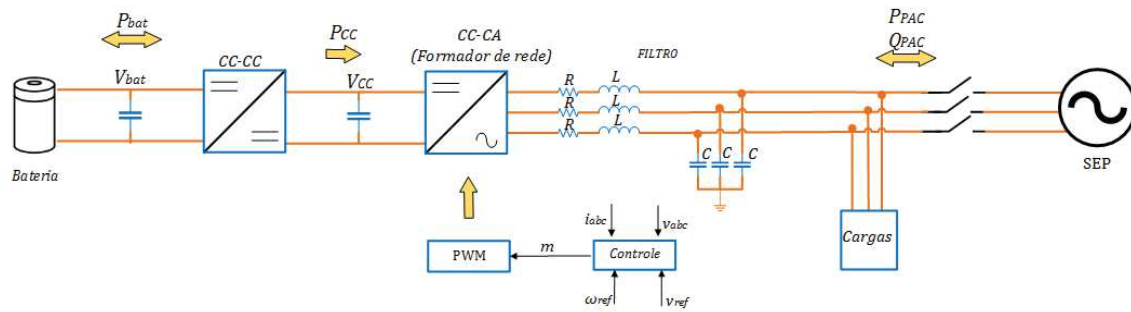
Fonte: Adaptada de (ANTUNES, 2018)

Esse filtro é responsável por garantir uma redução do *ripple* do chaveamento do conversor.

### 2.1.2 Conversor Formador de Rede – CFR

Os Conversores Formadores de Rede (CFR) são utilizados quando a microrrede opera no modo ilhado, ou seja, sem a presença da rede elétrica principal. Eles têm como principal função detectar o ilhamento e emular a rede elétrica, estabelecendo tensão e frequência nos terminais da microrrede através de um controle em malha fechada, de forma a garantir a estabilidade de operação do sistema isolado e a operação de outros conversores conectados à rede. A Figura 5 apresenta a topologia do conversor Formador de Rede, composto por um VSC que pode ser monofásico ou trifásico, com filtro passivo do tipo LC garantindo uma tensão senoidal em sua saída. Deve-se enfatizar que o formador de rede tem que operar com uma fonte primária que seja despachável, ou seja, que esteja disponível a qualquer momento, para assim garantir a sua operação como fonte de tensão controlada, as mais utilizadas são as de sistema de armazenamento de energia (GONZATTI *et al.*, 2014). Em aplicações para sistemas de armazenamento de energia em baixa tensão é utilizado um estágio intermediário composto por conversores CC-CC bidirecionais, que garante a bidirecionalidade de potência do Formador de Rede (ANTUNES, 2018).

Figura 5 – Topologia do Conversor Formador de Rede.



Fonte: Elaborado pela própria autora.

### 2.1.3 Conversor Condicionador de Rede - CCR

Os conversores Condicionadores de Rede (CCR), também conhecidos como conversores de suporte à rede, possuem o papel de prover serviços ancilares à rede elétrica, tais como regulação de tensão e frequência, filtro ativo, correção de fator de potência, mitigação de conteúdo harmônico, compensação de desequilíbrio de tensão, entre outras funções. Por essas diferentes funções desempenhadas, muitas vezes eles são denominados na literatura como conversores multifuncionais (GONZATTI *et al.*, 2014).

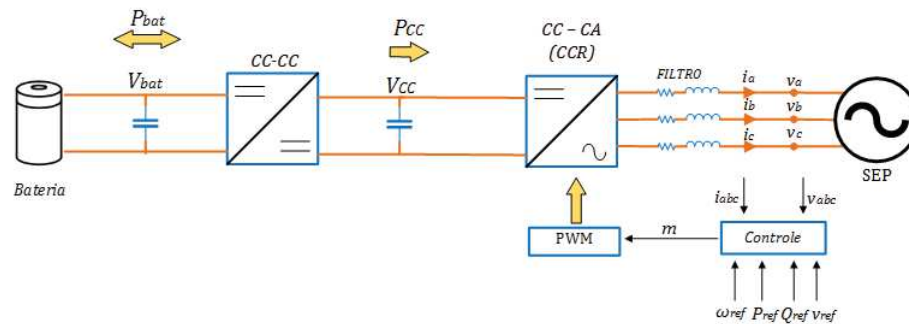
É importante ressaltar que o CCR pode desempenhar as mesmas funções de um supridor e formador dentro da microrrede de acordo com a topologia do conversor e seu controle. E dependendo da característica de impedância da microrrede pode ser necessário armazenar potência ativa, o que se faz necessário a presença de um sistema para armazenamento de energia (ANTUNES, 2018). Assim suas fontes primárias podem ser tanto fontes alternativas de energia ou sistemas de armazenamento de energia, ou ainda, ambas.

O conversor CCR, como mostrado na Figura 6, contribui para a regulação da tensão e frequência CA por meio do controle de potência ativa e reativa produzida ou absorvida na saída do conversor (SERBAN; ORDONEZ; PONDICHE, 2017). Pode ser realizado um controle do tipo fonte de tensão em série com uma pequena impedância para promover melhorias na tensão ou do tipo fonte de corrente em paralelo com uma elevada impedância para promover melhoria na corrente da rede elétrica, assim a tensão de saída ou corrente de saída são reguladas para que os níveis de frequência e tensão da rede permaneçam próximos dos nominais. Alguns métodos de controle para esse tipo de conversor são abordados em (SERBAN; ORDONEZ; PONDICHE, 2017).

O diferencial do CCR é que ele tem como seu principal objetivo fornecer valores adequados de energia ativa e reativa para contribuir para a regulação da frequência e da tensão da rede, diferentemente do CFR que tem a função apenas de emular a rede elétrica em caso de falta, estabelecendo assim tensão e frequência nos terminais da microrrede,

sem fazer nenhum tipo de suporte à rede.

Figura 6 – Topologia do Conversor Condicionador de Rede.



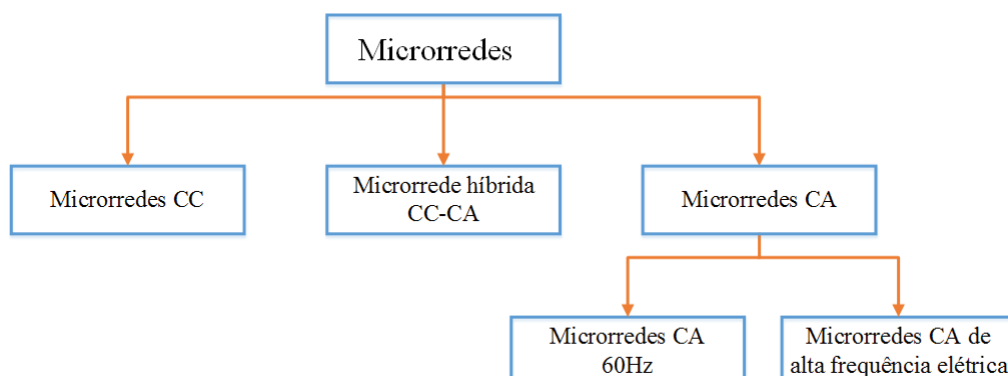
Fonte: Adaptado de (ALVES, 2018)

## 2.2 TOPOLOGIAS DAS MICRORREDES

As microrredes podem ser classificadas por diferentes tipos de topologias, de acordo com o barramento CC ou CA. Assim, de acordo com o tipo de barramento, são escolhidos os conversores que serão usados para interface com as fontes renováveis de geração distribuída, os sistemas de armazenamento e as cargas elétricas (ANTUNES, 2018).

As microrredes também podem ser classificadas de acordo com o tipo do sistema de energia utilizado (CC-CC ou CC-CA), conforme diagrama ilustrado na Figura 7 (EID *et al.*, 2016).

Figura 7 – Classificação das microrredes com base no tipo do sistema de energia (CA ou CC)



Fonte: Adaptado de (EID *et al.*, 2016).

Como mostra a Figura 7, os diferentes tipos de topologias influenciam no controle a ser utilizado nos conversores, pois em sistemas CC é feito o controle através do sinal de tensão, já em sistemas CA, além da tensão, a frequência também é utilizada e feito

também o monitoramento do fornecimento de energia reativa. Em sistemas híbridos, com barramentos CC e CA, o controle se torna mais complexo, no entanto possui uma maior flexibilidade permitindo uma integração das diversas fontes renováveis de geração distribuída em um sistema elétrico.

As microrredes CC têm algumas vantagens, como o controle ser menos complexo, como visto anteriormente, não havendo necessidade de controlar a frequência da microrrede; não há fluxo de potência reativa; possui menores perdas na conversão de energia, pelo fato de não empregar um conversor CA-CC entre a carga e a rede elétrica, assim reduzindo a quantidade de estágios de conversão e aumentando a eficiência do sistema e as fontes renováveis não precisam ser sincronizadas com a microrrede em frequência e fase de tensão. Como desvantagem, possui a necessidade de utilização de diversas interfaces para as cargas terminais, considerando que em sua maioria ainda são em CA (ANAND; FERNANDES, 2010) (ANTUNES, 2018).

Em contrapartida, as microrredes em CA apresentam como vantagem a compatibilidade com o sistema elétrico. Desta forma não é necessária a adaptação dos consumidores e do sistema de distribuição de energia elétrica através de conversores. Microrredes CA são utilizadas quando se trata de sistemas isolados, afim de atender cargas que não tem acesso à rede de distribuição de energia. Dependendo do nível de tensão da microrrede, as cargas podem ser alimentadas sem a necessidade de transformadores (ANTUNES, 2018). Esse tipo de topologia possui algumas desvantagens, como desequilíbrio trifásico, devido à presença de cargas monofásicas e fontes com geração monofásica; possui elevada corrente de magnetização de transformadores, geradores de indução e motores de indução e ocorre a presença de harmônicos de tensão, além de *sag*, *swell* e *flicker* (ANTUNES, 2018) (GUERRERO, 2011).

Já as microrredes CA de alta frequência elétrica não são comumente utilizadas, apenas em casos em que se tem microfuentes com frequência elétrica muito superior à da rede elétrica, esse tipo de topologia possui algumas vantagens como: maior facilidade para filtrar harmônicas de ordem elevada; facilidade para a implementação de armazenamento dinâmico, com o uso de volantes de inércia; volume reduzido para transformadores de potência de alta frequência e filtros harmônicos para baterias e menor *ripple* de corrente nas máquinas elétricas (SILVA, 2014) (CHAKRABORTY; SIMÕES, 2015).

Microrredes híbridas CC-CA foram propostas para melhorar a interconexão de sistemas de geração distribuída, incluindo várias fontes renováveis (CA e CC), cargas, sistemas de armazenamento e a rede elétrica. As microrredes híbridas exploram as vantagens dos sistemas CA e CC e podem facilitar o processo de integração das tecnologias de energia CC nos sistemas CA existentes e reduzindo de forma significativa a perda de energia causada por várias conversões CA/CC ou CC/CA em uma única rede de barramento (HOFER; SVETOZAREVIC; SCHLUETER, 2017) (REN *et al.*, 2019).

## 2.3 MODOS DE OPERAÇÃO DA MICRORREDE

Microrredes podem operar em diferentes modos, conectadas à rede, isolada, modo de transição, sendo a última a transição para o modo ilhado e o modo de reconexão da microrrede. São essas opções de operações que diferenciam a utilização de microrredes das unidades de geração distribuída às redes de baixa tensão (BT).

### 2.3.1 *Conectado à rede elétrica*

Quando ela opera no modo conectado à rede, em que a microrrede é conectada à rede de distribuição através de um ponto de conexão denominado PAC (Ponto de acoplamento comum), o controle de tensão e frequência do sistema elétrico é feito pela rede convencional existente, que pode ser considerada uma fonte de potência infinita diante da microrrede. A microrrede pode fornecer ou absorver potência da rede, de acordo com o balanço interno de carga e geração (FARROKHABADI *et al.*, 2020) (RESE, 2012).

### 2.3.2 *Modo Ilhado*

Já no modo de operação isolado, ou ilhado, a microrrede é desconectada da rede principal. Essa desconexão é feita no PAC e é nesse ponto que deve ser colocado o dispositivo de proteção responsável pelas manobras de ilhamento e resincronização da microrrede com a rede principal (RESE, 2012).

Essa desconexão pode ser intencional ou decorrente de alguma falha na rede principal. Para essa operação, é necessário haver pelo menos um conversor associado a um sistema de armazenamento operando no modo Formador de Rede. Assim, nesse modo a microrrede deve gerar e controlar sua própria tensão e em caso de operação em corrente alternada (CA) se torna necessário controlar também a frequência.

Os demais conversores conectados às fontes renováveis operam no modo PQ, controlando a potência ativa e reativa da microrrede, otimizando a geração renovável por algum critério técnico ou econômico (ANTUNES, 2018).

### 2.3.3 *Modo de Transição*

A transição entre o modo conectado à rede para a operação ilhada da microrrede deve acontecer de forma rápida e sem transitórios, de forma que a tensão e frequência respeitem valores estabelecidos nas normas vigentes.

### 2.3.4 Modo de Reconexão

Quando é cessado o distúrbio que causou o ilhamento, passa a existir o modo de reconexão da microrrede à rede principal, pois é imprescindível ressincronizar os dois subsistemas. Essa situação se torna mais crítica se houver cargas sensíveis ou de precisão, em que distúrbios severos na rede podem afetar seu funcionamento, sendo esta uma questão pouco abordada na literatura. Dessa forma, para que ocorra a reconexão da rede com a microrrede é necessário que suas tensões terminais estejam sincronizadas, ou seja, que possuam valores próximos de amplitude, frequência e fase, que é estabelecido pela regulamentação IEEE Std 1547-2003 e pode ser visto na Tabela 1 (ALVES, 2018).

Tabela 1 – Limites estabelecidos para reconexão conforme a norma IEEE Std 1547-2003.

<b>Limites dos parâmetros para <math>GD \leq 500 \text{ kVA}</math></b>	<b>Valores</b>
Diferença de frequências $\Delta f$	0,3 Hz
Diferença de tensões $\Delta V$	10 %
Diferença do ângulo de fase $\Delta \theta$	20°

Fonte: Adaptado de (ALVES, 2018)

## 2.4 DETECÇÃO DE ILHAMENTO

Métodos eficazes de detecção de ilhamento são indispensáveis para obter a operação ideal da microrrede. A condição de ilhamento ocorre quando uma parte do sistema da concessionária que possui carga e recursos distribuídos permanece energizada, enquanto é isolada do restante do sistema da concessionária (ZHU *et al.*, 2016) (LI *et al.*, 2014). Como mencionando anteriormente, o ilhamento pode ser intencional ou decorrente de alguma falha no sistema, como o rompimento de cabos, curtos – circuitos, entre outros.

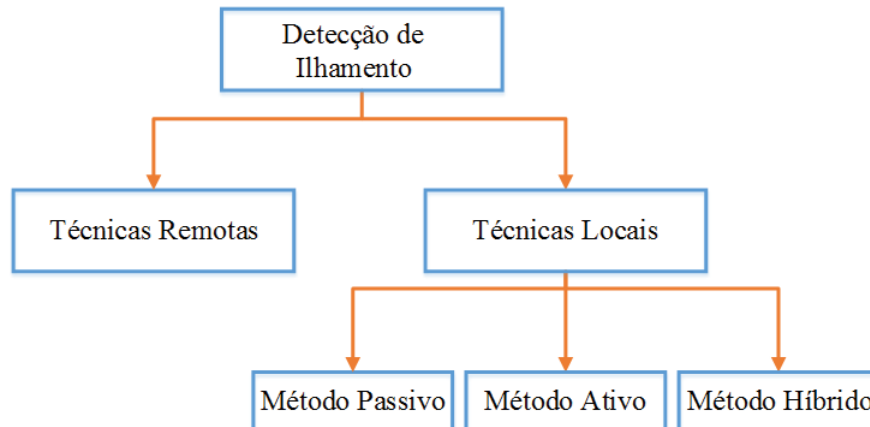
O ilhamento não intencional pode levar a consequências adversas no sistema de distribuição, como o religamento fora de sincronismo do alimentador, dificuldades operacionais para a recomposição do sistema, oscilação de tensão e frequência, aterramento inadequado e aspectos de segurança dos funcionários das empresas de energia e a população em geral (ZHU *et al.*, 2016) (MURARO, 2014).

Segundo a norma IEEE 1547-2003, a detecção de ilhamento deve ser realizada dentro de 2 segundos e as GDs devem ser desconectadas da rede de distribuição (ZHU *et al.*, 2016) (IEEE. . . , 2009). Dessa forma é imprescindível uma detecção de ilhamento rápida e eficaz para que se possa tomar decisões apropriadas para o controle da GD em modo autônomo.

## 2.5 TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

Os métodos de detecção de ilhamento podem ser subdivididos em técnicas remotas ou locais, que por sua vez, são classificados em métodos ativos, passivos e híbridos, como pode ser visto na Figura 8.

Figura 8 – Classificação das técnicas de Detecção de Ilhamento



Fonte: Adaptado de (FERREIRA, 2019).

### 2.5.1 *Técnicas Remotas*

Técnicas de detecção de ilhamento remotas utilizam estruturas de comunicação que permitem a troca de informações entre o GD, dispositivos de proteção e a concessionária. Utiliza informações e parâmetros provenientes da concessionária para ativar as proteções de anti-ilhamento (FERREIRA, 2019).

Comparado com as técnicas de detecção de ilhamento local, tem como vantagem a sua alta eficiência na identificação da ocorrência de ilhamento. No entanto, eles têm altos custos de implementação devido à necessidade de usar esquemas de controle, comunicação e aquisição de dados.

### 2.5.2 *Técnicas Locais*

As técnicas de detecção de ilhamento locais, referem-se à técnicas que reconhecem (ou não) a ocorrência de um determinado ilhamento com base nas alterações nos parâmetros obtidos no PAC. Como nenhuma estrutura de comunicação é necessária, essas tecnologias têm baixo custo e baixa complexidade de instalação. No entanto, pode aparecer ZND (Zona de não detecção do ilhamento) ou inserir perturbações na rede de distribuição, prejudicando sua operação normal (FERREIRA, 2019) (MAHAT; CHEN; BAK-JENSEN, 2008).

Como mostra a Figura 8, as Técnicas Locais se subdividem em: Métodos Passivos,

Ativos e Híbridos, que serão abordados a seguir:

#### 2.5.2.1 Método Passivo

Nas técnicas de detecção de ilhamento passivas são utilizados somente parâmetros do sistema como frequência, tensão, ângulo de fase e distorção harmônica total, de tal modo que são monitorados continuamente e a detecção de ilhamento é realizada a partir da variação desses parâmetros. Um limite apropriado para esses parâmetros deve ser definido para detectar a situação de ilhamento (ZHU *et al.*, 2016) (FERREIRA, 2019). O monitoramento desses parâmetros de grandezas elétricas é feito por relés, os quais atuam como uma proteção anti-ilhamento.

Essas técnicas se tornam atrativas pelo fato de não necessitarem de qualquer estrutura de comunicação entre os dispositivos de proteção, GD e a concessionária. A principal desvantagem dessas técnicas é sua grande ZND. Uma vez que quando a energia gerada pelo GD é igual à energia absorvida pelas cargas, nenhuma energia é trocada entre a rede e a GD de tal modo que as alterações dos parâmetros da rede são insignificantes e podem não ser detectadas pelo método passivo. Pode ocorrer também do método confundir um evento que não seja ilhamento, uma falta por exemplo, como sendo um ilhamento (ZHU *et al.*, 2016).

Dentre as técnicas de detecção de ilhamento passivas propostas na literatura, destacam-se as que utilizam o monitoramento da Taxa de Variação de Frequência (do inglês *Rate Of Change Of Frequency*) (ROCOF), a qual é considerada uma técnica sensível e confiável (LI *et al.*, 2014) (MAHAT; CHEN; BAK-JENSEN, 2008).

#### 2.5.2.2 Método Ativo

O método ativo de detecção de ilhamento se fundamenta na injeção de pequenos sinais no sistema, ocasionando distúrbios em parâmetros de grandezas elétricas, assim é monitorado o seu comportamento diante desses distúrbios em que grandes variações destes podem indicar a ocorrência de um ilhamento, sendo um sinal para que a GD seja desacoplada do sistema (FERREIRA, 2019).

A ZND nos métodos ativos é baixa, devido as suas características, no qual permite que a detecção seja obtida mesmo em casos em que a demanda esteja muito próxima da geração.

Destarte, as técnicas ativas apresentam maior efetividade comparadas as técnicas passivas, isso se dá pela interação contínua com a saída da GD. No entanto, essa injeção de pequenos distúrbios na rede pode ocasionar impactos negativos, como na qualidade da energia e na dinâmica do sistema. E pode ocorrer interferências entre os sinais enviados, caso existam várias GD conectadas, comprometendo assim a efetividade do método (ZHU



*et al.*, 2016) (MAHAT; CHEN; BAK-JENSEN, 2008).

### 2.5.2.3 Método Híbrido

Técnicas de detecção de ilhamento híbridas combinam os princípios de técnicas ativas e passivas. O método de detecção utiliza o monitoramento dos parâmetros elétricos no PAC, como é utilizado nas técnicas passivas e somente injeta distúrbios no sistema quando o ilhamento é suspeitado pelo método passivo. Dessa forma ocorre uma redução das ZND e da diminuição de distúrbios inseridos no sistema, atenuando os riscos de degradação na qualidade de energia elétrica (QEE) (ZHU *et al.*, 2016) (FERREIRA, 2019).

## 2.6 SISTEMAS COM CARGAS DESEQUILIBRADAS

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é a estrutura responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Os sistemas de geração e transmissão são projetados para trabalhar de forma equilibrada, ou muito próximo dessa condição. Já os sistemas de distribuição operam com desequilíbrios de tensão pois fornecem eletricidade para uma variedade de cargas lineares e não lineares conectadas a uma, duas e três fases da rede elétrica. Essas cargas drenam correntes desequilibradas e distorcidas dos alimentadores principais, desequilibrando a tensão de alimentação e comprometendo a qualidade de energia do sistema (DUARTE *et al.*, 2020) (LOPES, 2015).

Destaca-se ainda que com o advento da geração distribuída, estimulada no Brasil por meio de incentivos fiscais e de crédito, os níveis de desequilíbrio têm aumentado substancialmente, considerando a disseminação de unidades que operam de forma monofásica ou bifásica, a exemplo dos complexos fotovoltaicos (GREGORY; SCOTTI; OLIVEIRA, 2018).

A tensão desequilibrada causada por cargas não lineares, cargas desequilibradas, geradores monofásicos e falhas de rede remota é uma das questões importantes de qualidade de energia, que pode ser bastante prejudicial ao sistema de energia e equipamentos (NE-JABATKHAH; LI; WU, 2016).

Os desequilíbrios também podem ser responsáveis por perturbações em indústrias e empresas, ocorrem em situações em que os valores de desbalanceamento sejam significativos, eles podem chegar a desligar plantas industriais ou prédios comerciais pela atuação do relé de proteção empregado. Dessa forma, sistemas elétricos desequilibrados ou desbalanceados provocam aumento considerável das perdas elétricas contribuindo para o desperdício de energia elétrica. Soluções para a correção de redes desbalanceadas são, portanto, além de adequações econômicas e operacionais, ações sustentáveis do ponto de vista ambiental.

Diante disso, existem normas relativas ao consumo de energia elétrica que são responsáveis por limitar o nível de distorção harmônica nas tensões com os quais os sistemas

elétricos podem operar. Vale ressaltar que as normas relativas a QEE são impostas apenas para sistemas conectados à rede, não havendo recomendações específicas quando se trata de sistemas ilhados.

Segundo a norma *International Electrotechnical Commission (IEC)* o valor máximo de desbalanço de tensão recomendado é de 2% e de 3% segundo a norma ANSI C84.1 e de 1% para alimentação de motores segundo a norma *National Electrical Manufacturers Association (NEMA)*. Essas recomendações existem devido ao fato que um pequeno desbalanço nas tensões pode causar um desbalanço significativo nas correntes, ocasionando no mau funcionamento em motores trifásicos de indução. Esse valor é mais rígido para alimentação de motores, pois com o aumento do desbalanço de tensão o motor deve ser superdimensionado para poder dissipar a potência extra de perdas causada pela circulação de correntes desequilibradas, segundo a norma NEMA MG-1 (LOPES, 2015) (MOTORS... , ).

Os desequilíbrios de tensão são preocupantes em ambos os modos de funcionamento da microrrede (modo conectado à rede e modo isolado). No entanto quando a microrrede opera no modo isolado os efeitos da distribuição desequilibrada de cargas e fontes renováveis monofásicas são mais sentidos, dado que a potência de curto-circuito diminui consideravelmente neste modo de funcionamento. No modo de funcionamento conectado, embora o problema não seja desprezível, os desequilíbrios são suportados, devido a presença de centrais geradoras de potência elevada (e consequentemente uma elevada potência de curto-circuito) (VIEIRA, 2012).

A operação de microrredes sob condições desequilibradas pode comprometer a estabilidade do sistema e requer técnicas que são projetadas para lidar com essas condições, como o uso de conversores de fonte de tensão de 4 braços (FARROKHABADI *et al.*, 2020). Existem diversas formas de implementação de compensação de desbalanço de tensão para geração distribuída em microrredes. Uma discussão mais detalhada sobre o uso de conversores operando em modo desequilibrado, bem como a metodologia adotada neste trabalho serão apresentados nos próximos capítulos.

## 2.7 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foram expostos os aspectos teóricos referentes a estrutura da microrrede, assim como os tipos de conversores que a compõe e as formas que eles podem operar, sendo definidos como: Supridor de Rede, Formador de Rede e Suporte à Rede. Ainda foram abordados os diferentes tipos de topologias, de acordo com o tipo de barramento CC ou CA. Mostrou-se os diferentes modos de operação das microrredes, que podem ser conectado, isolado à rede elétrica principal, transição entre os modos e reconexão da microrrede à rede principal após a mesma operar por um tempo ilhada.

Apresentou-se as diferentes técnicas de detecção de ilhamento que são subdivididos em técnicas remotas ou locais, que por sua vez, são classificados em métodos ativos,

passivos e híbridos.

E por fim, foi abordado os sistemas trabalhando com cargas desequilibradas.



### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

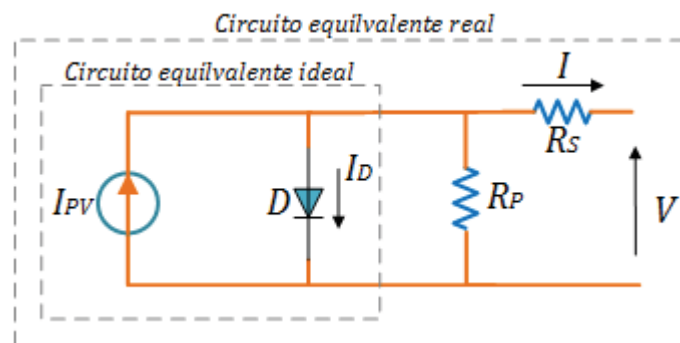
Neste Capítulo serão abordados alguns conceitos importantes para o desenvolvimento do trabalho, como a modelagem do painel solar fotovoltaico utilizado e a estratégia de rastreamento de máxima potência advinda dos painéis fotovoltaicos. Em seguida será mostrada a modelagem do sistema de armazenamento de energia empregado, bem como a modelagem e controle dos conversores presentes na microrrede implementada.

#### 3.1 MODELAGEM DO PAINEL FOTOVOLTAICO

Os sistemas fotovoltaicos são formados por conexões de módulos ou painéis solares, estes, por sua vez, são formados pela conexão de células em série e paralelo a fim de garantir níveis de tensão e corrente desejados (CASARO; MARTINS, 2008) (BARBOSA *et al.*, 2019). Essa célula quando exposta à luz solar tem a capacidade de transformar irradiação solar em energia elétrica. A modelagem dessa célula pode ser aproximada por um diodo semicondutor, onde a junção p-n é exposta a luz solar, assim um campo elétrico é gerado, no qual surge uma tensão na junção p-n, acarretando na ocorrência de uma corrente circulante na célula, cujas grandezas estão atreladas com características do ambiente, como radiação solar e temperatura ambiente (ZIELIŃSKA; SKOWRON; BIEŃ, 2018) (ALMEIDA, 2011).

Na Figura 9 observa-se o circuito equivalente simplificado de uma célula solar fotovoltaica, caracterizado por uma fonte de corrente variável para representar a célula solar, onde a amplitude da corrente circulante no sistema é correlacionada com a radiação solar e com a temperatura ambiente em que as células são submetidas. Além do diodo que é colocado em paralelo com a fonte de corrente e polarizado diretamente para representar a característica não linear da junção semicondutora da célula.

Figura 9 – Circuito equivalente ideal e real da célula solar.



Fonte: Elaborado pela própria autora.

A corrente de saída  $I$  do modelo representado na Figura 9 pode ser expressa por

(3.1):

$$I = I_{PV} - I_D = I_{PV} - I_R(e^{\frac{qV}{nV_T}} - 1), \quad (3.1)$$

em que  $I_{PV}$  é a corrente em Ampères ( $A$ ) gerada pela incidência de luz sobre a célula PV;  $I_D$  é a corrente pelo diodo em ( $A$ );  $I_R$  é a corrente de fuga reversa em ( $A$ ) que flui pela junção semicondutora da célula PV;  $V_T = \frac{kT}{q}$  é a tensão térmica em Volts ( $V$ ) da célula PV;  $q$  é a carga do elétron ( $1,60217646 \times 10^{-19}C$ );  $k$  é a constante de *Boltzmann* ( $1,3806503 \times 10^{-23}J/K$ );  $T$  é a temperatura da junção  $p$ - $n$  em Kelvin ( $K$ );  $n$  é uma constante que expressa o grau de idealidade da junção semicondutora, cujo valor empírico varia de 1 a 1,5 (GRUNOW *et al.*, 2004) e  $V$  e  $I$  são a tensão em ( $V$ ) e a corrente em ( $A$ ) nos terminais da célula, respectivamente.

A Figura 9 ainda apresenta o circuito equivalente, constituído pelas resistências em série ( $R_S$ ) e em paralelo ( $R_P$ ), simulando as não idealidades do circuito real. Assim a corrente de saída  $I$  dada por (3.1) pode ser reescrita conforme (3.2):

$$I = I_{PV} - I_D - I_{R_P} = I_{PV} - I_R(e^{\frac{qV}{nV_T}} - 1) - \frac{V + R_S I}{R_P}. \quad (3.2)$$

A solução de (3.2) resulta na característica  $I \times V$  (corrente *versus* tensão) de uma célula solar fotovoltaica.

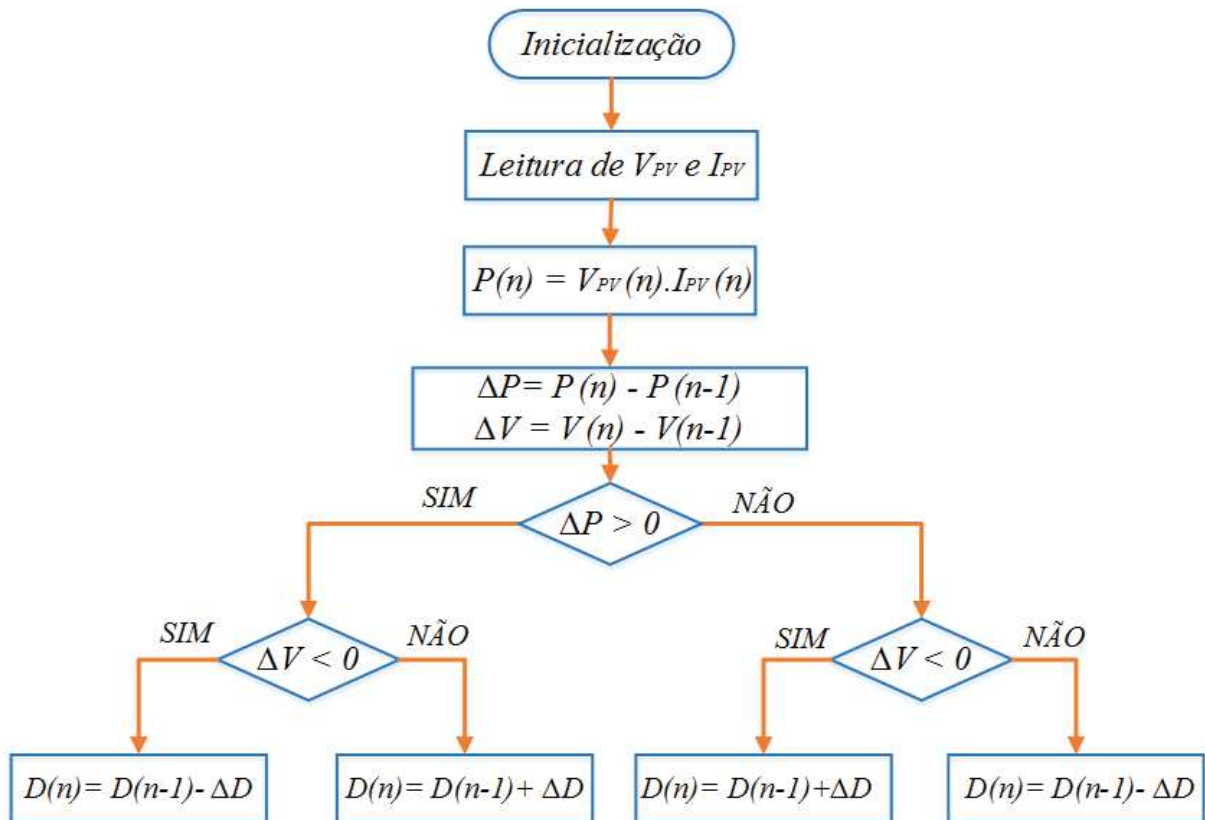
### 3.2 RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT)

Para que a microrrede extraia a máxima potência dos terminais do conjunto de painéis fotovoltaicos, torna-se necessário a utilização de métodos para a extração da máxima potência advinda dos painéis fotovoltaicos. O ponto de máxima potência (*Maximum Power Point*, MPP) varia de forma não linear de acordo com a irradiação e temperatura disponíveis (CHIANG; JOU; WU, 2008). Assim, torna-se necessário a implementação de um algoritmo que consiga rastrear em tempo real o MPP.

Na literatura existem diferentes técnicas de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), nesse trabalho será utilizada a técnica do perturba e observa (do inglês, *Perturb and Observe* – P&O). P&O é uma técnica simples de se implementar, sendo ela fundamentada nas curvas de tensão e corrente do painel fotovoltaico. O algoritmo aplica um pequeno aumento na tensão ou na corrente, ou ainda na razão cíclica e observa a variação de potência. Se ocorrer um aumento na potência do painel, o algoritmo continua aplicando perturbações no mesmo sentido. Porém, se ocorrer um decréscimo de potência, a perturbação irá acontecer no sentido contrário na próxima iteração do algoritmo. Assim, o algoritmo funciona variando a referência em valores próximos do ponto de máxima potência (ATALLAH; ABDELAZIZ; JUMAAH, 2014).

Na Figura 10, observa-se o fluxograma do algoritmo P&O.

Figura 10 – Fluxograma do algoritmo MPPT - P&O.



Fonte: Adaptado de (JÚNIOR, 2017).

O algoritmo implementado no trabalho, como mostrado na Figura 10, inicialmente, lê a tensão ( $V_{PV}$ ) e a corrente ( $I_{PV}$ ) do painel e assim calcula a variação de potência ( $\Delta P$ ) e de tensão ( $\Delta V$ ). Dessa forma, o ponto de máxima potência é encontrado quando a variação de potência for zero, ou seja, a técnica utilizada faz incrementos e decrementos na razão cíclica do conversor *Boost*, operando o ponto de máxima potência.

### 3.3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Para a escolha adequada do sistema de armazenamento de energia utilizado para aplicações em microrredes se torna necessário inteirar-se das características de potência e o tempo de fornecimento de energia do respectivo sistema de armazenamento. Para aplicações em qualidade da energia, o sistema de armazenamento é utilizado para o suprimento de energia sem interrupções e pode ainda prover o suporte na energia e potência, eliminando afundamentos de tensão, flutuações de tensão e efeito *flicker* (PEREZ *et al.*, 2015).

As baterias são os dispositivos mais empregados em aplicações de sistemas de armazenamento de energia. Dentre as baterias mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos para armazenamento de energia, destacam-se as baterias de Íons de Lítio (Li-Íon), de Níquel-

Cádmio (NiCd), Níquel-Hidreto Metálico e as baterias de Chumbo-ácido (BARBOSA *et al.*, 2019) (ROSEMBACK, 2004).

### 3.4 TOPOLOGIA E PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE CONVERSORES ESTÁTICOS

Neste trabalho foram utilizados os seguintes conversores estáticos de potência:

- i. Conversor *Boost*: Conversor responsável pela execução do MPPT afim de extrair a máxima potência advinda dos painéis, alocado a função Supridor de Rede;
- ii. Conversor CC-CC bidirecional em corrente: Conversor que exerce a função de carga e descarga da bateria, mantendo assim o controle da tensão do barramento CC-CC, alocado a função Formador de Rede;
- iii. Conversor CC-CA Supridor de Rede: Conversor que opera como fonte de corrente injetando potência ativa, atendendo à demanda da carga ou até mesmo injetando potência para a rede elétrica principal;
- iv. Conversor CC-CA Formador de Rede: Conversor responsável por emular a rede elétrica, no qual irá estabelecer em sua saída uma tensão e frequência de referência assegurando a estabilidade e operação do sistema ilhado.

O detalhamento da operação e modelagem de cada conversor e suas respectivas estratégias de controle serão apresentados a seguir:

#### 3.4.1 *Conversor CC-CC bidirecional em corrente*

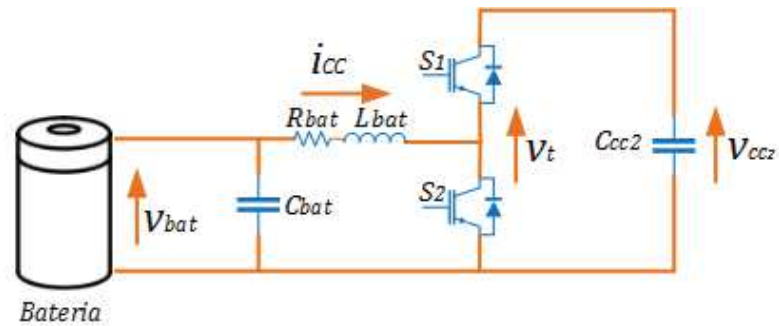
Neste trabalho, foi utilizado baterias de Chumbo-ácido, a interface entre o barramento CC se dá pelo uso de conversores estáticos baseados em eletrônica de potência. Utilizou-se um conversor CC-CC bidirecional em corrente ligado a bateria e conectado em paralelo com o barramento CC da microrrede. Esse conversor irá atuar realizando a carga e descarga da bateria durante as diferentes aplicações simuladas.

Na Figura 11 observa-se a topologia do conversor bidirecional implementado no trabalho, em que possui dois interruptores semicondutores de potência  $S_1$  e  $S_2$ , um filtro indutivo  $L_{bat}$  com a resistência do indutor  $R_{bat}$  e o capacitor de entrada  $C_{bat}$  e  $C_{CC2}$  que representa o capacitor do barramento CC.

Os interruptores semicondutores de potência  $S_1$  e  $S_2$  visto na Figura 11 atuam de forma complementar, permitindo uma inversão suave evitando o modo de corrente descontínua (JÚNIOR, 2017).



Figura 11 – Topologia do conversor CC-CC bidirecional em corrente conectado à bateria.

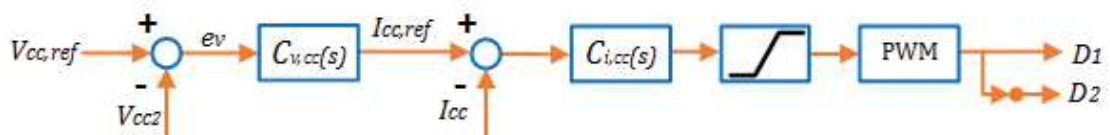


Fonte: Adaptado de (JÚNIOR, 2017).

Dessa forma o sistema de armazenamento de energia está conectado ao barramento CC do conversor Formador de Rede, essa conexão é realizada através do conversor CC-CC bidirecional em corrente que atua como controlador de carga da bateria.

Na Figura 12 observa-se a malha de controle do conversor bidirecional em corrente, que tem a finalidade de definir o modo de funcionamento do conversor, em que possui uma malha de controle de tensão externa  $C_{v,CC}$  e uma malha interna de controle de corrente  $C_{i,CC}$  mais rápida que a de tensão.

Figura 12 – Malha de controle de tensão do barramento CC.



Fonte: Adaptado de (JÚNIOR, 2017).

Por meio da Figura 11 é realizada a modelagem da malha interna de controle de corrente a partir da Lei de *Kirchoff* dada pela equação (3.3):

$$L_{bat} \frac{di_{cc}}{dt} + R_{bat} i_{CC} = V_{bat} - V_t, \quad (3.3)$$

em que  $V_t$  é a tensão nos interruptores,  $V_{bat}$  é a tensão na bateria,  $i_{cc}$  é a corrente no indutor  $L_{bat}$  e  $R_{bat}$  é a resistência do indutor.

Utilizando a transformada de *Laplace* na equação (3.3) obtém-se a equação (3.4):

$$V_{bat} - V_t = R_{bat} I_{CC} - L_{bat} s I_{CC}. \quad (3.4)$$

Reformulando a equação (3.4) e considerando que a ação de controle é expressa

por  $u = V_{bat} - V_i$  tem-se a equação (3.5):

$$\frac{I_{CC}}{u} = \frac{1}{L_{bat}s + R_{bat}}, \quad (3.5)$$

Assim a equação (3.5) representa a função de transferência da malha de controle de corrente do conversor CC-CC bidirecional.

A semelhança da topologia de meia ponte do conversor bidirecional com a topologia do inversor (conversor em meia ponte por fase) e a utilização de um filtro RL, faz com tenha uma relação na malha de corrente desses conversores. Dessa forma, utiliza-se um controlador do tipo PI, em que os valores dos ganhos  $Kp_{i,cc}$  e  $Ki_{i,cc}$  são obtidos por meio dos valores de resistência ( $R_{bat}$ ) e indutor ( $L_{bat}$ ) e de uma constante de tempo  $\tau_{i,CC}$ . Assim as equações (3.6) e (3.7) representam os ganhos do controlador da malha de corrente.

$$Kp_{i,CC} = \frac{L_{bat}}{\tau_{i,CC}}. \quad (3.6)$$

$$Ki_{i,CC} = \frac{R_{bat}}{\tau_{i,CC}}. \quad (3.7)$$

O mesmo pode ser feito para a malha de tensão do conversor bidirecional, emprega-se o controlador PI, em que os valores dos ganhos  $Kp_{v,cc}$  e  $Ki_{v,cc}$  são obtidos por meio do valor de capacitância ( $C_{CC2}$ ) e da frequência natural do sistema  $\omega_n$  que é ajustado de acordo com o tempo de acomodação  $t_s$  desejado, como mostra a equação (3.8) (OGATA, 2009).

$$t_s = \frac{4}{\zeta\omega_n}, \quad (3.8)$$

onde  $\zeta$  é o coeficiente de amortecimento.

Na seção 3.5.4 deste trabalho apresenta a modelagem para a obtenção dos ganhos do controlador de tensão utilizado.

Foram dimensionados os componentes do conversor bidirecional. Para o cálculo do indutor, tem-se que a sua corrente é a própria corrente de saída do conversor, dada pela equação (3.9) (DOSCIATTI, 2019) (BARBI, 2001).

$$I_L = \frac{P_{bat}}{V_{bat}}, \quad (3.9)$$

em que  $P_{bat}$  e  $V_{bat}$  é a potência e a tensão da bateria, respectivamente.

A razão cíclica é obtida por (3.10):

$$D = \frac{V_{bat}}{V_{CC2}}. \quad (3.10)$$

Portanto, através da equação (3.11) determina-se o valor da indutância do conversor bidirecional.

$$L_{bat} = \frac{V_{CC2}(1-D)D}{\Delta i_L f_s}, \quad (3.11)$$

onde  $\Delta i_L$  é a máxima ondulação de corrente do indutor e  $f_s$  é a frequência de chaveamento do conversor.

E os capacitores de entrada  $C_{bat}$  e saída  $C_{CC2}$  do conversor para o funcionamento do conversor nos modos *Buck* e *Boost* são dadas pelas equações (3.12) e (3.13):

$$C_{bat} = \frac{\Delta I_L}{2\pi f_s}, \quad (3.12)$$

$$C_{CC2} = \frac{\Delta I_L}{2\pi f_s \Delta V_{cp}}, \quad (3.13)$$

onde  $\Delta V_{cp}$  é ondulação de tensão do capacitor.

Assim, no Capítulo 4 deste trabalho serão apresentados os parâmetros utilizados no conversor bidirecional assim como os ganhos do controlador PI obtidos.

### 3.4.2 Conversor CC-CC Boost

Para controlar o painel fotovoltaico em sua máxima potência, um conversor *Boost* pode ser adicionado aos terminais do painel, operando em modo de condução contínua. O algoritmo de rastreamento de máxima potência é inserido no controle do conversor CC-CC *Boost*.

Uma metodologia para o cálculo dos parâmetros do conversor *Boost* é apresentada em (BARBI, 2014). O indutor  $L_{PV}$  deve ser calculado para que o conversor opere em modo de condução contínua, em conjunto com o capacitor de saída  $C_{CC}$  calculados a partir das equações (3.14) (3.15) (3.17):

$$D_b = \frac{V_{CC} - V_{PV}}{V_{CC}}, \quad (3.14)$$

$$L_{PV} = \frac{V_{PV} \cdot D_b}{f_{sb} \cdot \Delta I_{L,b}}, \quad (3.15)$$

$$C_{CC} = \frac{D_b \cdot V_{CC}}{\Delta V_{CC,b} \cdot f_{sb} \cdot R_b}, \quad (3.16)$$

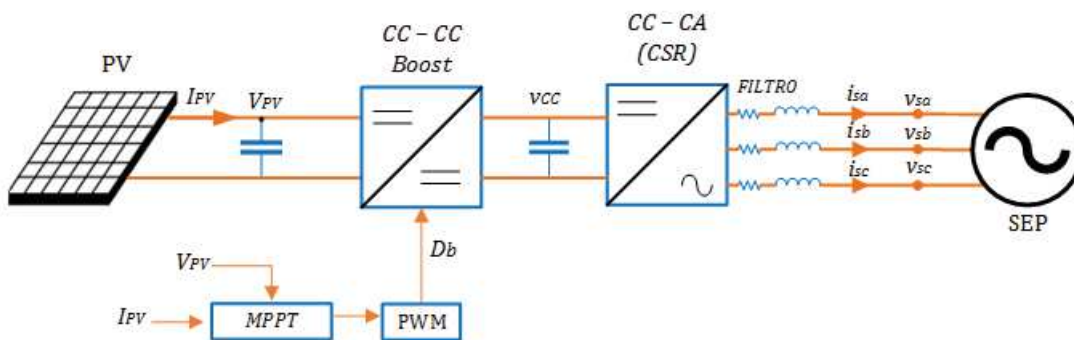
$$R_b = \frac{V_{CC}^2}{P_{out}}, \quad (3.17)$$

onde:

- $V_{PV}$ : Tensão PV e de entrada do conversor;
- $V_{CC}$ : Tensão de saída fornecida a carga ou ao dispositivo que está conectado aos terminais de saída do conversor;
- $P_{out}$ : Potência máxima de operação do sistema;
- $D_b$ : Razão cíclica do conversor *Boost*;
- $L_{PV}$ : Indutor para armazenamento de energia do conversor *Boost*;
- $C_{CC}$ : Capacitor de saída do conversor *Boost*;
- $f_{sb}$ : Frequência de chaveamento do conversor *Boost*;
- $\Delta I_{L,b}$ : Máxima ondulação de corrente no indutor do conversor *Boost*;
- $\Delta V_{CC,b}$ : Máxima ondulação de tensão na saída do conversor *Boost*;
- $R_b$ : Resistência da carga equivalente do conversor *Boost*;

A Figura 13 apresenta o esquema de controle do conversor *Boost* aplicado ao arranjo fotovoltaico. A entrada de tensão  $V_{PV}$  e corrente  $I_{PV}$  painél passa pelo MPPT e assim calcula a variação de potência e de tensão. O ponto de máxima potência é encontrado quando a variação de potência é zero, ou seja, a técnica utilizada faz incrementos e decrementos na razão cíclica do conversor *Boost* afim de encontrar o MPP. Dessa forma, ao incrementar e decrementar a razão cíclica, não existirá a necessidade de implementar um controlador de corrente ou de tensão no conversor, resultando em uma implementação mais simples.

Figura 13 – Esquemático do controle do conversor CC-CC *Boost*.



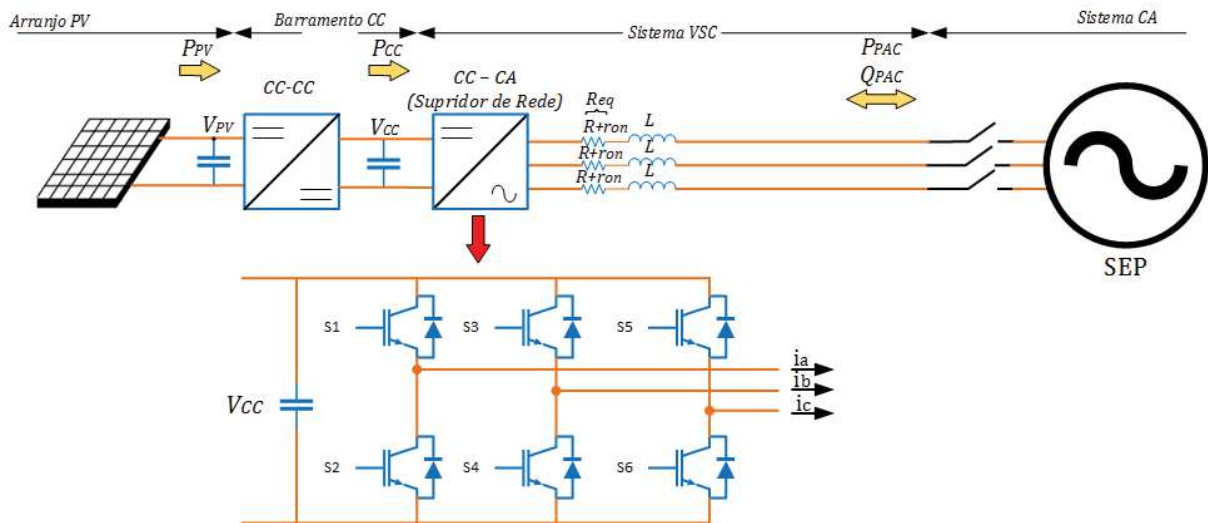
Fonte: Elaborado pela própria autora.

No Capítulo 4 serão exibidos os parâmetros utilizados no sistema pertencente ao conversor *Boost*.

### 3.5 CONVERSOR CC-CA SUPRIDOR DE REDE

O conversor CC-CA trifásico alimentado em tensão é a topologia de conversor trifásico mais difundida no mundo quando se trata de fornecer energia proveniente de um arranjo de painéis fotovoltaicos à rede elétrica trifásica (BARBOSA *et al.*, 2019). Na Figura 14 é representado o diagrama de blocos do VSC conectado ao arranjo fotovoltaico e à rede CA através de filtros passa baixas, representados por três circuitos RL série. O conversor CC-CA, ou inversor, é composto de seis chaves em ponte completa. A tensão e a corrente do barramento CC provêm da saída dos terminais do conversor *Boost*.

Figura 14 – Diagrama de blocos do conversor supridor conectado à rede e ao painel fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de (BARBOSA *et al.*, 2019).

Para desenvolver o controle a ser aplicado no conversor VSC da Figura 14 é necessário primeiramente gerar o seu modelo matemático. Dessa forma, desprezando os harmônicos de tensão e corrente gerados pelo chaveamento dos interruptores do conversor e utilizando o conceito de vetor espacial, as correntes  $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$  são dadas por (3.18):

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = -R_{eq} i_a + V_{t,a} - V_{a,pac}, \\ L \frac{di_b}{dt} = -R_{eq} i_b + V_{t,b} - V_{b,pac}, \\ L \frac{di_c}{dt} = -R_{eq} i_c + V_{t,c} - V_{c,pac}, \end{cases} \quad (3.18)$$

em que  $L$  é a indutância em série do filtro passa baixas, dada em (H);  $R_{eq} = r_{on} + R$  é a resistência equivalente da associação da resistência série do filtro passa baixas com a resistência que modela as perdas nos IGBTs do conversor;  $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$  são as correntes trifásicas instantâneas que percorrem os terminais do VSC dadas em (A);  $V_{t,a}$ ,  $V_{t,b}$  e  $V_{t,c}$  são as tensões instantâneas sintetizadas nos terminais do VSC, dadas em (V) e  $V_{a,pac}$ ,

$V_{b,pac}$  e  $V_{c,pac}$  são as tensões instantâneas em ( $V$ ) no ponto de acoplamento comum do sistema com a rede, respectivamente.

O controle do conversor CC-CA pode ser feito no sistema de coordenadas síncronas  $dq$  e é objeto de estudo neste trabalho, no Apêndice B encontra-se uma revisão detalhada da transformação no sistema de coordenadas utilizado. O sistema  $dq$  é obtido através da transformação de *Clarke* e *Park*, garantindo um comportamento estacionário para sinais de corrente e tensão do conversor, possui a vantagem de reduzir a ordem do sistema de três para dois, quando as correntes e tensões são trifásicas e equilibradas (YAZDANI; IRAVANI, 2010). Com isso, tem-se a possibilidade da utilização de controladores PI em modo contínuo, que serão discutidos com mais detalhe nas secções que seguem.

Assim, reescrevendo as equações acima a partir da Transformada de *Park*, foram obtidas as seguintes equações que representam a dinâmica do lado CA no sistema de coordenadas  $dq$ :

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} = L \frac{d\rho}{dt} i_q - R_{eq} i_d + V_{t,d} - V_{d,pac}, \\ L \frac{di_q}{dt} = L \frac{d\rho}{dt} i_d - R_{eq} i_q + V_{t,q} - V_{q,pac}, \end{cases} \quad (3.19)$$

onde  $\rho$  é o ângulo do sistema em (rad) de coordenadas dq.

Observa-se em (3.19) um acoplamento cruzado entre as correntes  $i_d$  e  $i_q$ , o que implica que elas são dependentes entre si.

Assumindo que as tensões de acoplamento com a rede de distribuição são equilibradas e simétricas, estas são representadas por (3.20):

$$\begin{cases} V_{a,pac} = \hat{V}_{pac} \cos(\omega_1 t + \phi_{V_1}), \\ V_{b,pac} = \hat{V}_{pac} \cos(\omega_1 t + \phi_{V_1} - \frac{2\pi}{3}), \\ V_{c,pac} = \hat{V}_{pac} \cos(\omega_1 t + \phi_{V_1} - \frac{4\pi}{3}), \end{cases} \quad (3.20)$$

em que  $\hat{V}_{pac}$  é o valor de pico em ( $V$ ) da tensão de fase;  $\omega_1$  é a frequência angular fundamental em ( $rad/s$ ) e  $\phi_{V_1}$  é o ângulo de fase genérico em ( $rad$ ) da tensão da rede no PAC.

Assim, reescrevendo as equações (3.20) no sistema  $dq$ , são obtidas as seguintes equações:

$$\begin{cases} V_{d,pac} = \hat{V}_{pac} \cos(\omega_1 t + \phi_{V_1} - \rho). \\ V_{q,pac} = \hat{V}_{pac} \sin(\omega_1 t + \phi_{V_1} - \rho). \end{cases} \quad (3.21)$$

Substituindo (3.21) em (3.19), tem-se as seguintes equações:

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} = L \left( \frac{d\rho}{dt} \right) i_q - R_{eq} i_d + V_{t,d} - \hat{V}_{pac} \cos(\omega_1 t + \phi_{V_1} - \rho). \\ L \frac{di_q}{dt} = L \left( \frac{d\rho}{dt} \right) i_d - R_{eq} i_q + V_{t,q} - \hat{V}_{pac} \sin(\omega_1 t + \phi_{V_1} - \rho). \end{cases} \quad (3.22)$$

Arranjando  $\rho = \omega_1 t + \phi_{V_1}$  consegue-se transformar (3.22) no qual as variáveis  $i_d$  e  $i_q$  dependiam de funções variantes no tempo (cosseno e seno), em um sistema de segunda ordem excitado por uma entrada constante  $\hat{V}_{pac}$ , e ainda reescrevendo  $\frac{d\rho}{dt} = \omega_1$ , obtêm-se (3.23).

Isso é possível utilizando sistemas de sincronismo com a rede elétrica, ou circuitos PLL (*Phase Locked Loop*) (ALMEIDA, 2011).

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = \omega_1 i_q - \frac{R_{eq}}{L} i_d + \frac{V_{t,d}}{L} - \frac{\hat{V}_{pac}}{L}. \\ \frac{di_q}{dt} = \omega_1 i_d - \frac{R_{eq}}{L} i_q + \frac{V_{t,q}}{L}. \end{cases} \quad (3.23)$$

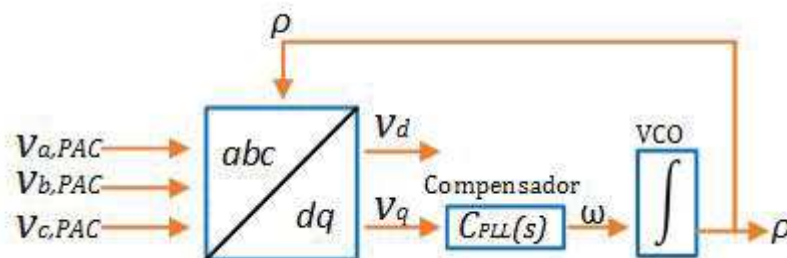
### 3.5.1 Circuito de Sincronismo com a Rede elétrica

Para que a energia proveniente do arranjo fotovoltaico seja injetada de maneira adequada na rede através de conversores, é necessário que as tensões e correntes sintetizadas pelo VSC sejam sincronizadas com os sinais da rede CA. Desta forma, o emprego de um sistema de sincronismo se torna indispensável.

As técnicas de sincronização desempenham um papel importante no fornecimento de um sinal de fase de referência sincronizado com a tensão da rede para atender aos padrões de qualidade de energia em todos os conversores conectados à rede, especialmente sistemas GD e recursos de energia renovável (YAZDANI; IRAVANI, 2010). Diversas técnicas existentes de sincronização para sistemas GD com conversor de interface têm sido listadas na literatura (YAZDANI; IRAVANI, 2010) (YAZDANI; PAHLEVANINEZHAD; BAKHSHAI, 2009) (YAZDANI; BAKHSHA; JAIN, 2009).

Para sincronização com a rede elétrica em sistemas trifásicos é comumente utilizado uma estrutura baseada em circuitos de detecção de ângulo de fase conhecidos como PLL (*Phase-Locked Loop*) implementado no sistema de referências síncrono, conforme mostrado na Figura 15.

Figura 15 – Diagrama esquemático do SRF-PLL.



Fonte: Adaptado de (ALMEIDA, 2011).

O circuito PLL fundamentado no sistema de Coordenadas Síncrono (do inglês,

*Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop - SRF-PLL*) emprega os conceitos de transformação de coordenadas para detectar e rastrear a frequência e o ângulo de fase de um conjunto de tensões ou correntes de um sistema elétrico trifásico (ALMEIDA, 2011).

O objetivo desse circuito é fazer com que a tensão do eixo de quadratura se estabilize em zero ( $V_{q,pac} = 0$ ), tornando-se  $\rho = \omega_1 t + \phi_{v_1}$  e  $V_{d,pac} = \hat{V}_{pac}$ , onde:  $\omega = \frac{d\rho}{dt}$  é a frequência rastreada pelo PLL.

Assim, a função de rastreo é dada por:

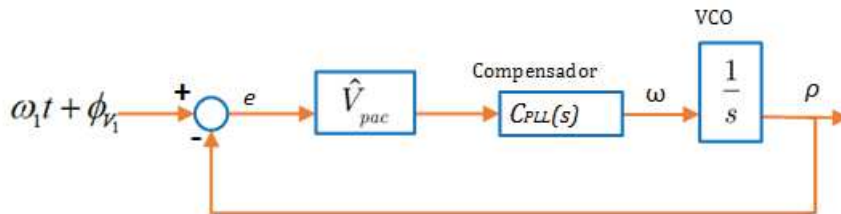
$$\frac{d\rho}{dt} = C(s)\hat{V}_{pac} \sin(\omega_1 t + \phi_{V_1} - \rho). \quad (3.24)$$

Quando  $\rho \approx \omega_1 t + \phi_{V_1}$ , tem-se que o argumento da função senoidal se torna muito pequeno (ALMEIDA, 2011), a equação (3.24) pode ser reescrita como (3.25).

$$\frac{d\rho}{dt} = C(s)\hat{V}_{pac}(\omega_1 t + \phi_{V_1} - \rho). \quad (3.25)$$

A equação (3.25) fornece a dinâmica do sistema de sincronismo proposto, alcançado a partir da linearização de (3.24), e pode ser reescrita na forma de diagrama de blocos como mostrado na Figura 16.

Figura 16 – Diagrama de blocos resumido do algoritmo de PLL.



Fonte: Adaptado de (ALMEIDA, 2011).

A Função de transferência da Figura 16 é dada por:

$$M_{f,PLL}(s) = \frac{C_{PLL}(s)\hat{V}_{pac}}{s + C_{PLL}(s)\hat{V}_{pac}}. \quad (3.26)$$

Assim, o controlador  $C_{PLL}(s)$  do SRF-PLL é representado por:

$$C_{PLL}(s) = K_{p,PLL} \left( \frac{1 + s\tau_{PLL}}{s\tau_{PLL}} \right), \quad (3.27)$$

onde  $K_{p,PLL}$  e  $\tau_{PLL}$  representam o ganho proporcional e a constante de tempo do controlador, respectivamente.



Substituindo a equação (3.27) em (3.26) tem-se a função de transferência em malha fechada do circuito de sincronismo:

$$M_{f,PLL}(s) = \frac{K_{p,PLL} \left( \frac{1+s\tau_{PLL}}{s\tau_{PLL}} \right) \hat{V}_{pac}}{s + K_{p,PLL} \left( \frac{1+s\tau_{PLL}}{s\tau_{PLL}} \right) \hat{V}_{pac}}, \quad (3.28)$$

que pode ser reescrita na sua forma canônica:

$$H(s) = \frac{2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}, \quad (3.29)$$

Portanto, pode ser estabelecido as seguintes relações:

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{\frac{K_{p,PLL} \cdot \hat{V}_{pac}}{\tau_{PLL}}}, \\ \zeta = \frac{K_{p,PLL} \cdot \hat{V}_{pac}}{2\omega_n}, \end{cases} \quad (3.30)$$

onde  $\zeta$  e  $\omega_n$  são o fator de amortecimento e a frequência de corte da função de transferência do PLL, respectivamente.

Os parâmetros do controlador SRF-PLL são descritos por:

$$\begin{cases} K_{p,PLL} = \frac{2 \cdot \zeta \cdot \omega_n}{\hat{V}_{pac}}. \\ \tau_{PLL} = \frac{K_{p,PLL} \cdot \hat{V}_{pac}}{(\omega_n)^2}. \\ K_{i,PLL} = \frac{K_{p,PLL}}{\tau_{PLL}}. \end{cases} \quad (3.31)$$

No Capítulo 4 são exibidos os parâmetros e os ganhos obtidos para o circuito de sincronismo SRF-PLL utilizado no sistema.

### 3.5.2 Controle de potência ativa e reativa

As potências ativa e reativa instantâneas podem ser expressas em coordenadas  $dq$  por (3.32) e (3.33):

$$P_s = \frac{3}{2}(V_{d,pac}i_d + V_{q,pac}i_q). \quad (3.32)$$

$$Q_s = \frac{3}{2}(V_{q,pac}i_d - V_{d,pac}i_q). \quad (3.33)$$

Quando o ângulo  $\rho \approx \omega_1 t + \phi_{V_1}$ , pode-se escrever  $V_{q,pac} = 0$  e  $V_{d,pac} = \hat{V}_{pac}$ . Assim, (3.32) e (3.33) podem ser reescritas como:

$$P_s = \frac{3}{2} \hat{V}_{pac} i_d. \quad (3.34)$$

$$Q_s = -\frac{3}{2} \hat{V}_{pac} i_q. \quad (3.35)$$

Analisando (3.34) e (3.35), pode-se concluir que a potência ativa instantânea é diretamente proporcional a componente  $i_d$ , enquanto a potência reativa instantânea é diretamente proporcional a componente  $i_q$ . A partir das equações (3.34) e (3.35) pode-se gerar as correntes de referência para o controle de corrente do VSC, dada por:

$$i_{d,ref} = \frac{2}{3 \hat{V}_{pac}} P_s. \quad (3.36)$$

$$i_{q,ref} = -\frac{2}{3 \hat{V}_{pac}} Q_s. \quad (3.37)$$

### 3.5.3 Controle do VSC no modo de corrente

Como visto anteriormente, o controle  $dq$  de potência ativa e reativa é baseado nas equações (3.22). Assumindo uma condição operacional de estado estacionário e substituindo  $\frac{d\rho}{dt} = \omega(t)$  e  $\omega(t) = \omega_0$  tem-se (3.38) e (3.39):

$$L \frac{di_d}{dt} = L\omega_0 i_q - R_{eq} i_d + V_{t,d} - V_{d,pac}. \quad (3.38)$$

$$L \frac{di_q}{dt} = -L\omega_0 i_d - R_{eq} i_q + V_{t,q} - V_{q,pac}. \quad (3.39)$$

Assim, observa-se que as variáveis de controle são as tensões do eixo direto ( $V_{t,d}$ ) e de quadratura ( $V_{t,q}$ ). Dessa forma, deixando em função da modulação para gerar o acionamento PWM, tem-se:

$$V_{t,d} = \frac{V_{cc}}{2} m_d. \quad (3.40)$$

$$V_{t,q} = \frac{V_{cc}}{2} m_q. \quad (3.41)$$

As equações (3.40) e (3.41) representam o modelo VSC no quadro  $dq$  em que  $m_d$  e  $m_q$  são modulações do eixo direto e do eixo de quadratura respectivamente.

Em (3.38) e (3.39),  $i_d$  e  $i_q$  são variáveis de estado,  $V_{t,d}$  e  $V_{t,q}$  são entradas de controle, e  $V_{d,pac}$  e  $V_{q,pac}$  são entradas de perturbação. Devido à presença de termos  $L\omega_0$  em (3.38) e (3.39), as dinâmicas de  $i_d$  e  $i_q$  são acopladas. Para desacoplar a dinâmica, determina-se  $m_d$  e  $m_q$ :

$$m_d = \frac{2}{V_{cc}}(u_d - L\omega_0 i_q + V_{d,pac}), \quad (3.42)$$

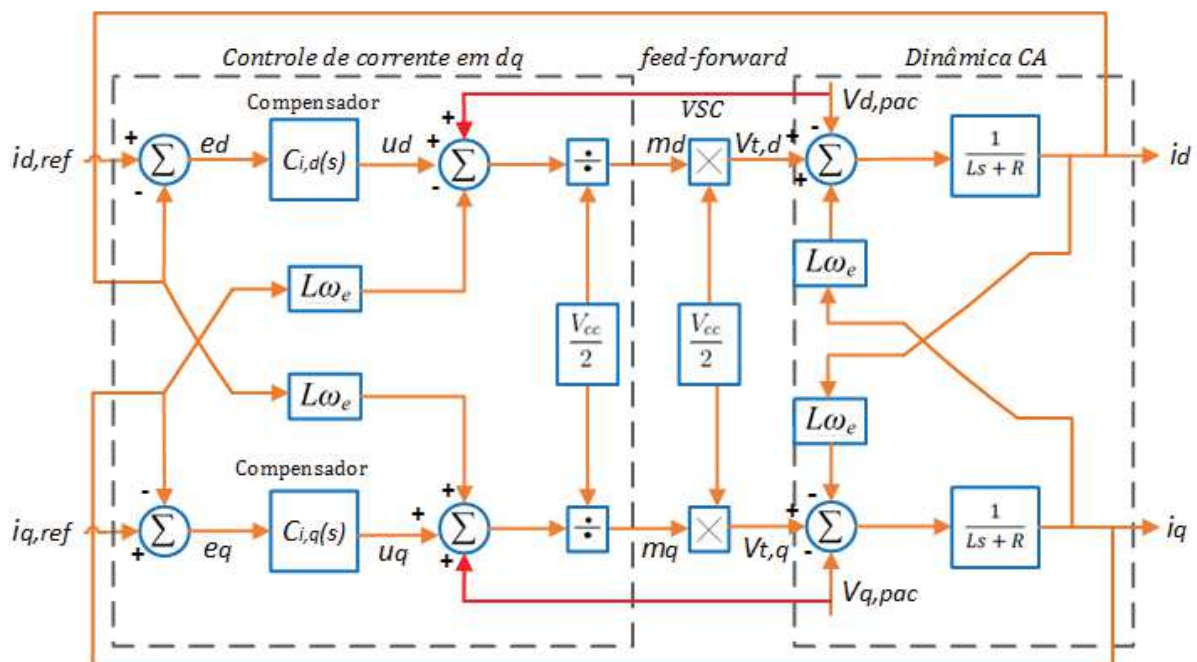
$$m_q = \frac{2}{V_{cc}}(u_q + L\omega_0 i_d + V_{q,pac}), \quad (3.43)$$

onde  $u_d$  e  $u_q$  são duas novas variáveis de controle. A multiplicação de (3.42) e (3.43) pelo fator  $2/V_{cc}$  foi utilizada para normalizar os valores do índice de modulação. A multiplicação por esse fator tem uma ação *feed-forward*, atenuando os harmônicos indesejáveis presentes na tensão de saída devido as oscilações na tensão  $V_{cc}$  (ALMEIDA, 2011).

Dessa forma, é possível utilizar as variáveis de controle  $m_d$  e  $m_q$  para desacoplar as correntes de eixo direto e de quadratura, como é mostrado na Figura 17.

A Figura 17 mostra uma representação em bloco dos controladores dos eixos direto  $d$  e de quadratura  $q$  do sistema VSC em que  $u_d$  e  $u_q$  são as saídas de dois controladores. O compensador do eixo direto processa  $e_d = i_{d,ref} - i_d$  gerando  $u_d$ , o processo é similar ao eixo de quadratura. As variáveis  $V_{d,pac}$  e  $V_{q,pac}$  utilizadas como sinais *feed-forward* são fornecidas pelo circuito de sincronismo.

Figura 17 – Diagrama de blocos da malha de controle das correntes no sistema de coordenadas síncronas



Fonte: Adaptado de (ALMEIDA, 2011).

Substituindo  $m_d$  e  $m_q$  das equações (3.42) e (3.43) em (3.40) e (3.41) e posteriormente substituindo  $V_{t,d}$  e  $V_{t,q}$  nas equações (3.19) tem-se:

$$L \frac{di_d}{dt} = -R_{eq}i_d + u_d. \quad (3.44)$$

$$L \frac{di_q}{dt} = -R_{eq}i_q + u_q. \quad (3.45)$$

As equações (3.44) e (3.45) descrevem dois sistemas lineares desacoplados de primeira ordem, em que  $i_d$  e  $i_q$  podem ser controlados por  $u_d$  e  $u_q$  respectivamente.

O controlador do eixo  $d$  tem como entrada o erro da corrente de eixo direto  $e_d = i_{dref} - i_d$  e fornece  $u_d$ . Da mesma forma, o controlador do eixo  $q$  processa  $e_q = i_{qref} - i_q$  e fornece  $u_q$ . O VSC então amplifica  $m_d$  e  $m_q$  por um fator de  $\frac{V_{cc}}{2}$  e gera  $V_{t,d}$  e  $V_{t,q}$  que, por sua vez, controlam  $i_d$  e  $i_q$  com base em (3.38) e (3.39).

Desta forma, compensadores PI podem ser elaborados para o controle das correntes do conversor VSC. A função de transferência de malha aberta do sistema é dada por:

$$M_{a,i}(s) = \left( \frac{K_{p,i}}{Ls} \right) \frac{s + \frac{K_{i,i}}{K_{p,i}}}{s + \frac{(R_{eq})}{L}}, \quad (3.46)$$

onde  $K_{p,i}$  e  $K_{i,i}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador da malha de corrente, respectivamente.

De acordo com (3.46) é possível observar que o sistema possui um pólo localizado em  $s = -\frac{R_{eq}}{L}$ , ficando próximo da origem devido ao baixo valor da resistência de saída do conversor. Destarte, a magnitude e a fase da planta começam a decair a partir de uma frequência muito baixa, o que prejudicaria a resposta dinâmica da corrente no conversor. Para que se possa resolver esse problema cancela-se o pólo do sistema com o zero do controlador  $s = -\frac{K_{i,i}}{K_{p,i}}$  (ALMEIDA, 2011) (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

Assim sendo, a função de transferência de malha aberta pode ser reescrita como (3.47).

$$M_{a,i}(s) = \frac{K_{p,i}}{Ls}. \quad (3.47)$$

A função de transferência em malha fechada é dada por (3.48):

$$M_{f,i}(s) = \frac{K_{p,i}}{Ls + K_{p,i}} = \frac{1}{\tau_i s + 1}, \quad (3.48)$$

onde  $\tau_i = \frac{L}{K_{p,i}}$  é a constante de tempo do sistema de primeira ordem em malha fechada.

Os ganhos do compensador são dados por (3.49):

$$\begin{cases} K_{p,i} = \frac{L}{\tau_i} \\ K_{i,i} = \frac{R_{eq}}{\tau_i} \end{cases} \quad (3.49)$$

Os valores da resistência e indutância utilizados para a simulação do conversor foram dimensionados conforme (LOBATO, 2016) e são dados por (3.50) e (3.51):

$$L_{min} \geq \frac{V_{rms}}{2\sqrt{6}f_{sup}\Delta i}, \quad (3.50)$$

$$R = 2\pi fL, \quad (3.51)$$

onde  $f_{sup}$  é a frequência de comutação das chaves;  $\Delta i$  é a ondulação do valor de pico da corrente e  $V_{rms}$  valor eficaz da tensão da rede.

#### 3.5.4 Controle do VSC no modo de tensão

O barramento CC do conversor deve ter a tensão suficientemente grande para que o conversor possa ser capaz de operar na região linear da estratégia modulação PWM senoidal injetando corrente na rede. Deste modo, a relação entre o valor máximo da componente fundamental da tensão de saída do conversor e a tensão no barramento CC é exposta em (3.52) (ALMEIDA, 2011) (PINHEIRO, 2016).

$$V_{CC} = \frac{3\sqrt{3}}{3}V_{max}. \quad (3.52)$$

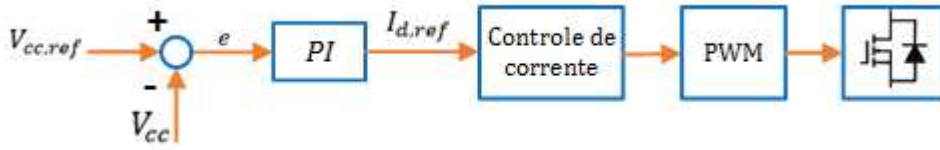
Tem-se que a tensão máxima deve ser no mínimo igual ao pico da tensão de fase do lado CA, ou seja  $V_{max} = 180 V$ . Fazendo a substituição do valor de  $V_{max} = 180 V$  na equação (3.52) tem-se que o valor da tensão mínima do lado CC que o conversor deve operar é de  $311,8 V$ . Neste trabalho, a escolha da tensão no barramento CC foi definida em  $600 V$ .

Assim, deve-se adicionar um controlador para regular o nível de tensão acima do valor mínimo como foi visto anteriormente. Este controlador irá forçar um fluxo de potência para o capacitor, controlando o valor da tensão de barramento CC de acordo com a tensão de referência (PINHEIRO, 2016).

Portanto, a malha de controle para análise pode ser representada pela Figura 18, na qual se dá uma referência para a tensão no elo CC, e um regulador PI gera uma corrente de referência  $I_{dref}$  que vai para o controle de corrente formando um controle em cascata.

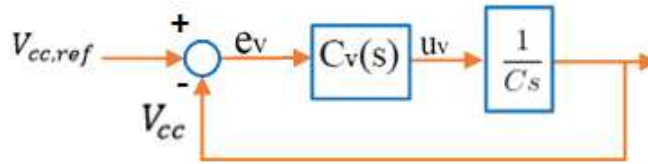
Na Figura 19 é apresentado o diagrama de blocos simplificado da malha de controle de tensão do barramento CC.

Figura 18 – Malha de controle de tensão CC em cascata com a malha de corrente.



Fonte: Adaptado de (ALVES, 2018).

Figura 19 – Diagrama de blocos simplificado da malha de controle de tensão.



Fonte: Adaptado de (PINHEIRO, 2016).

A função de transferência em malha aberta do diagrama de blocos da Figura 19 é dada por:

$$M_{a,v}(s) = \left( \frac{K_{i,v} + sK_{p,v}}{s} \right) \cdot \left( \frac{1}{sC} \right) = \frac{sK_{p,v} + K_{i,v}}{s^2C}. \quad (3.53)$$

Através da Figura 19, é possível obter a função de transferência em malha fechada, a qual pode ser expressa pela forma canônica:

$$M_{f,v}(s) = \frac{V_{CC}}{V_{CC,ref}} = \left( \frac{K_{p,v}}{C} \right) \cdot \frac{s + \frac{K_{i,v}C}{K_{p,v}}}{s^2 + \frac{K_{p,v}}{C}s + \frac{K_{i,v}}{C}}. \quad (3.54)$$

Realizando o mesmo equacionamento utilizado para encontrar os ganhos do controlador de corrente, tem-se que os ganhos do controlador de tensão são:

$$\begin{cases} K_{p,v} = 2\zeta C_{CC}\omega_n, \\ K_{i,v} = C_{CC}\omega_n^2, \end{cases} \quad (3.55)$$

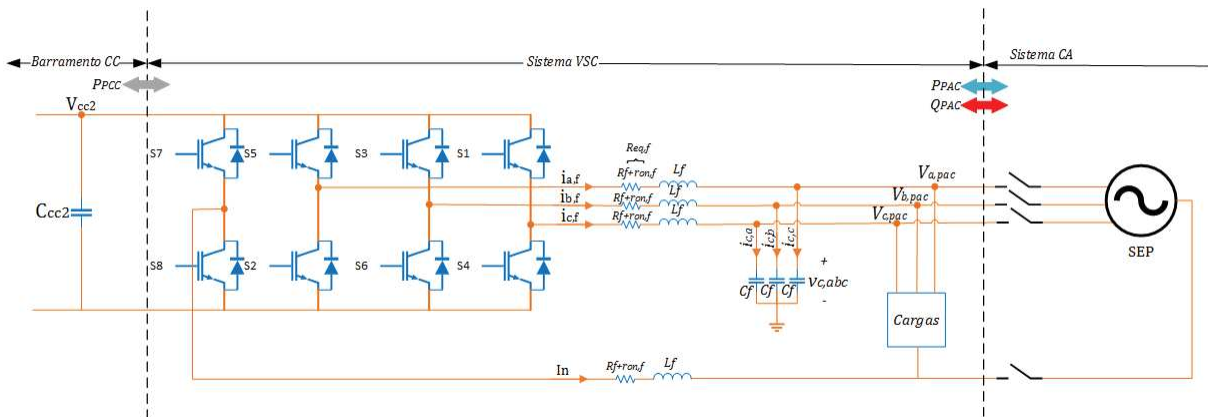
onde:  $K_{p,v}$  e  $K_{i,v}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador de tensão respectivamente,  $\zeta$  é o fator de amortecimento,  $\omega_n$  é a frequência de corte da função de transferência e  $C_{CC}$  é a capacitância do barramento CC.

### 3.6 CONVERSOR CC-CA FORMADOR DE REDE

Com já discutido anteriormente, neste trabalho será empregado um conversor de fonte de tensão no modo formador de rede, esse será responsável por manter a tensão e a

frequência nas cargas no momento em que a microrrede encontra-se ilhada, ou seja, sem presença de rede. Como o trabalho proposto possui cargas desequilibradas, é proposta a implementação do conversor VSC de quatro braços, no qual é adicionado um quarto braço ao VSC de três braços convencional, afim de fornecer um caminho para as correntes de sequência zero que circulam através do terminal neutro. A configuração do conversor formador de rede empregado em questão é apresentada na Figura 20.

Figura 20 – Configuração do conversor formador de rede de quatro braços.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Considerando que as tensões fase neutro  $V_{a,pac}$ ,  $V_{b,pac}$  e  $V_{c,pac}$  medidas no PAC são desequilibradas, as seguintes equações podem ser escritas no referencial síncrono, para as correntes sintetizadas pelo VSC:

$$L_f \frac{dI_d}{dt} = +\omega L_f I_q - R_{eqf} I_d + V_{t,d} + V_{d,pac}, \quad (3.56)$$

$$L_f \frac{dI_q}{dt} = -\omega L_f I_d - R_{eqf} I_q + V_{t,q} + V_{q,pac}, \quad (3.57)$$

$$L_f \frac{dI_0}{dt} = -R_{eqf} I_0 + V_{t,0} + V_{0,pac}, \quad (3.58)$$

onde  $I_d$ ,  $I_q$  e  $I_0$  são as correntes de eixo direto, de quadratura e zero do VSC respectivamente;  $V_{d,pac}$ ,  $V_{q,pac}$  e  $V_{0,pac}$  são as tensões no PAC de eixo direto, de quadratura e zero;  $V_{t,d} = m_d(V_{cc2}/2)$ ,  $V_{t,q} = m_q(V_{cc2}/2)$  e  $V_{t,0} = m_0(V_{cc2}/2)$  são as tensões terminais de eixo direto, quadratura e zero do VSC;  $V_{cc2}$  é a tensão no barramento CC;  $m_d$ ,  $m_q$  e  $m_0$  são os índices de modulação de eixo direto, quadratura e zero do VSC e  $\omega = 2\pi f$  é a frequência fundamental do sistema medida pelo circuito de sincronismo do VSC. A resistência equivalente  $R_{eqf}$  é formada pela associação em série dos IGBTs e resistências do filtro de interface.

O modelo matemático descrito acima, tem como vantagem isolar a sequência positiva e negativa das equações (3.56) e (3.57) das variáveis de sequência zero da equação

(3.58). Essa abordagem permite que o controle do quarto braço seja feito separadamente, como um conversor monofásico para compensar o desequilíbrio de sequência zero no PAC. Como mencionado anteriormente, no caso da presença de cargas desequilibradas e não lineares, o SRF-PLL não é o mais indicado, sendo outra topologia de PLL discutida na próxima secção.

### 3.6.1 Circuito de Sincronismo com Integrador Generalizado de Segunda Ordem Duplo

O circuito de sincronismo integrador generalizado de segunda ordem duplo (do inglês, *Double Second Order Generalized Integrator PLL*) é indicado para aplicações com alto teor de desequilíbrio e distorção harmônica (ALMEIDA, 2011). Neste caso, o DSOGI-PLL pode ser utilizado junto ao conversor formador de rede, sendo capaz de rejeitar distúrbios, ser robusto diante de desbalanços, exercer detecção de sequência positiva e ter simplicidade estrutural (RODRÍGUEZ *et al.*, 2006).

O DSOGI-PLL é uma estrutura de sincronismo utilizada para filtrar e gerar sinais em quadratura. Esses sinais entram em um circuito detector de sequência positiva e negativa nas coordenadas  $\alpha\beta$  baseado no método de componentes simétricas instantâneas e depois da extração, as tensões de sequência positiva que estavam em coordenadas  $\alpha\beta$  são transformadas em coordenadas síncronas  $dq0$  e passam por um circuito SRF-PLL para rastrear o ângulo de sequência positiva da componente fundamental das tensões e tornar o sistema adaptativo em frequência, obtendo assim a frequência elétrica da rede e sua fase (ALMEIDA, 2011) (ANTUNES, 2018) (RODRÍGUEZ *et al.*, 2006).

As componentes instantâneas de sequência positiva  $v_{abc}^+$  e negativa  $v_{abc}^-$  de um vetor genérico de tensões desequilibradas podem ser escritas como (3.59) e (3.60):

$$v_{abc}^+ = \begin{bmatrix} v_a^+ & v_b^+ & v_c^+ \end{bmatrix}^T = [T_+] v_{abc}, \quad (3.59)$$

$$v_{abc}^- = \begin{bmatrix} v_a^- & v_b^- & v_c^- \end{bmatrix}^T = [T_-] v_{abc}, \quad (3.60)$$

em que:

$$T_+ = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & 1 & a \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix}, \quad (3.61)$$

$$T_- = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix}, \quad (3.62)$$

onde  $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$  é um operador de deslocamento de fase.



Destarte, as componentes de seqüência positiva e negativa podem ser calculadas nas coordenadas  $\alpha\beta$  utilizando a transformação de *Clarke*:

$$v_{\alpha\beta}^+ = [T_{\alpha\beta}] v_{abc}^+ = [T_{\alpha\beta}] [T_+] [T_{\alpha\beta}]^{-1} v_{\alpha\beta} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -q \\ q & 1 \end{bmatrix} v_{\alpha\beta}, \quad (3.63)$$

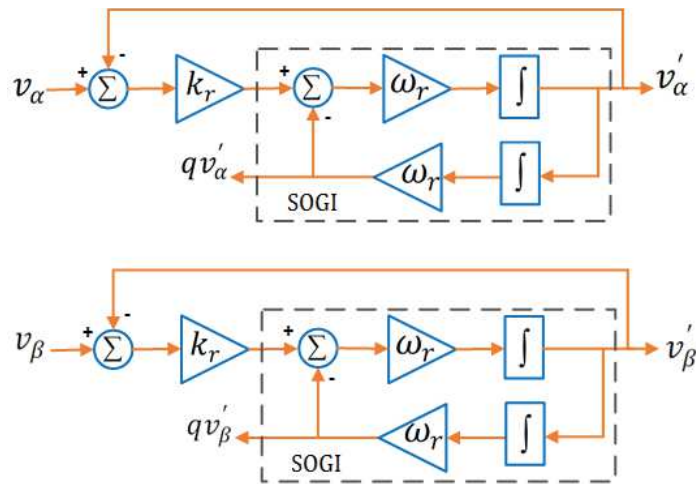
$$v_{\alpha\beta}^- = [T_{\alpha\beta}] v_{abc}^- = [T_{\alpha\beta}] [T_-] [T_{\alpha\beta}]^{-1} v_{\alpha\beta} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & q \\ -q & 1 \end{bmatrix} v_{\alpha\beta}, \quad (3.64)$$

onde  $q = e^{-j\frac{\pi}{2}}$  é um operador de fase no domínio do tempo.

A transformação de tensão do sistema de coordenadas trifásico estacionário abc para o sistema de referência estacionário  $\alpha\beta$  e o deslocamento de 90 graus (defasagem em quadratura) das tensões em  $\alpha\beta$  são observadas a partir das equações descritas.

A utilização de um integrador generalizado de segunda ordem (SOGI) é empregado para filtrar e gerar sinais com defasagem em quadratura (RODRÍGUEZ *et al.*, 2006). Ou seja, tensões em  $\alpha\beta$  deslocadas de 90 graus, cujo diagrama de blocos é apresentado na Figura 21.

Figura 21 – Estrutura do integrador generalizado de segunda ordem SOGI.



Fonte: Adaptada de (JÚNIOR, 2017).

De acordo com (RODRÍGUEZ *et al.*, 2006) e a Figura 21 as funções de transferência do SOGI são dadas por (3.65) e (3.66):

$$D(s) = \frac{v'_\alpha(s)}{v_\alpha(s)} = \frac{v'_\beta(s)}{v_\beta(s)} = \frac{k_r \omega_r s}{s^2 + k_r \omega_r s + \omega_r^2}, \quad (3.65)$$

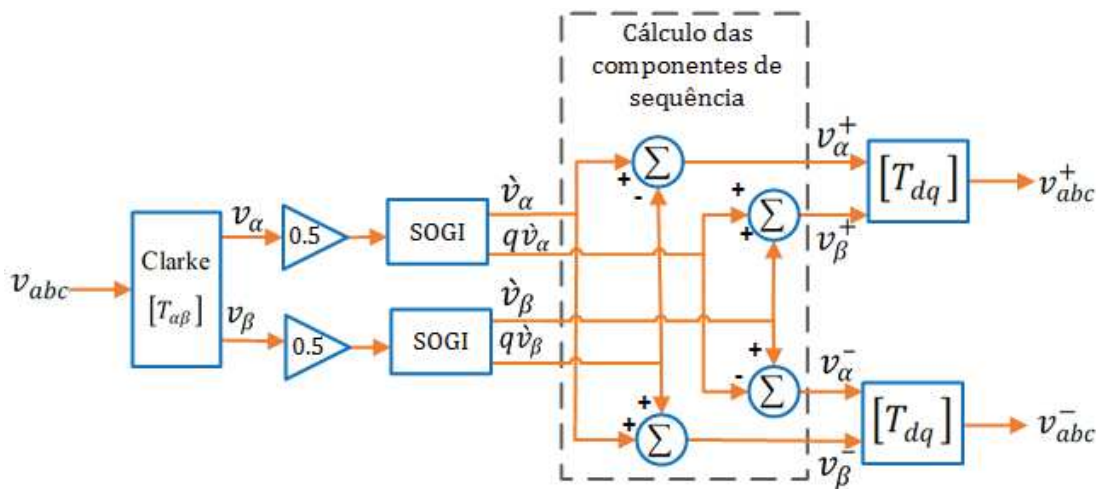
$$Q(s) = \frac{qv'_\alpha(s)}{v_\alpha(s)} = \frac{qv'_\beta(s)}{v_\beta(s)} = \frac{k_r \omega_r^2}{s^2 + k_r \omega_r s + \omega_r^2}, \quad (3.66)$$

em que,  $k_r$  é diretamente proporcional ao fator de amortecimento do integrador generalizado de segunda ordem e  $\omega_r$  é a frequência de ressonância.

Em (ALMEIDA, 2011) e (RODRÍGUEZ *et al.*, 2006) propõe-se um valor de coeficiente de amortecimento de  $k_r = \sqrt{2}$  para que se tenha uma resposta com valores interessantes em termos de tempo de estabilização e limitação de sobressinal.

Na Figura 22, é mostrada a estrutura típica do integrador generalizado de segunda ordem duplo, em que os sinais em quadratura ( $v'_\alpha$ ,  $qv'_\alpha$ ,  $v'_\beta$  e  $qv'_\beta$ ) são filtrados.

Figura 22 – Diagrama de blocos da estrutura típica do integrador generalizado de segunda ordem duplo - DSOGI.



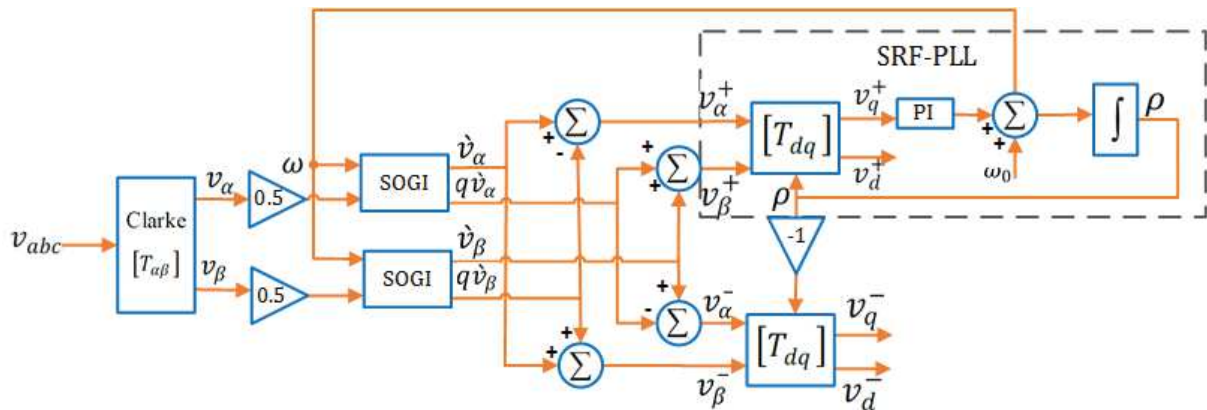
Fonte: Adaptada de (ALMEIDA, 2011).

Com o objetivo de garantir que o detector de sequência positiva proposto dê origem a resultados precisos sob variações de frequência da rede, é indispensável implementar algum tipo de sistema de malha fechada que permita a adaptação adequada da frequência de ressonância DSOGI às condições reais da rede. Em (RODRÍGUEZ *et al.*, 2006) é proposto a utilização do SRF-PLL para detecção de frequência de rede e conseqüentemente tornar o sistema adaptável à frequência. A estrutura deste PLL baseado em DSOGI (DSOGI-PLL) é apresentada na Figura 23, em que as tensões  $v_\alpha^+$  e  $v_\beta^+$  de sequência positiva são transformadas para o sistema de coordenadas síncronas  $v_d^+$  e  $v_q^+$  e são utilizadas como entradas do SRF-PLL, fazendo a realimentação de  $\omega$  e também rastreando o ângulo  $\rho$  do fasor espacial síncrono com a tensão de entrada  $v_{abc}$ . E as tensões  $v_\alpha^-$  e  $v_\beta^-$  de sequência negativa são transformadas para o sistema de coordenadas síncronas  $v_d^-$  e  $v_q^-$  sendo as tensões de sequência negativa de eixo direto e de quadratura, respectivamente.

### 3.6.2 Loop de controle de tensão e corrente

Os conversores formadores de rede são responsáveis por definir a tensão que será fornecida às cargas e a sua estrutura de controle principal consiste em dois loops em

Figura 23 – Diagrama de blocos do integrador generalizado de segunda ordem duplo com PLL (DSOGI-PLL).



Fonte: Adaptada de (ALMEIDA, 2011).

cascata, conforme ilustrado na Figura 24. O loop externo é responsável por regular a tensão de saída.

Ressalta-se que a malha de controle de tensão do conversor formador de rede somente será habilitada quando a microrrede estiver desconectada da rede principal e funcionar em modo ilhado, neste trabalho foi feito através do comando “sinal” advindo da malha de detecção de ilhamento implementada, que será vista posteriormente.

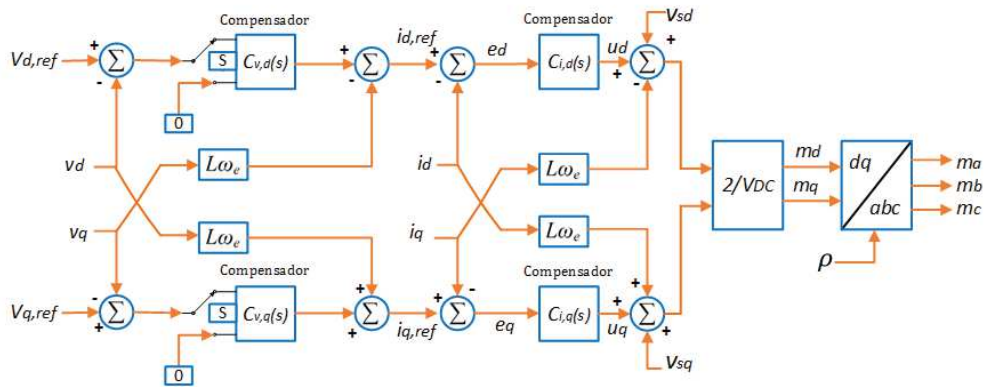
Todavia, a malha interna de corrente regula a corrente fornecida pelo conversor de energia, rastreando a corrente de referência fornecida pelo malha de tensão externo. A saída deste PI gera uma corrente de referência ( $i_{d,ref}$ ) que é comparada com a corrente no eixo d ( $i_d$ ), gerando assim um erro. Para o componente q, usou-se a referência como 0, pois, optou-se em não fazer o controle da corrente reativa. Cada um destes erros é passado por um controlador PI, assim, finalmente gerou-se sinais em  $dq$  para transformar em abc novamente, para gerar os pulsos do inversor.

Deve-se mencionar ainda que o ângulo  $\rho$  utilizado para as transformadas de *Park* depende do modo de operação. No modo ilhado, o mesmo é gerado simplesmente pela integração de uma frequência de referência e durante o modo conectado, ele é obtido através de um controle de sincronização, como visto anteriormente (ROGABERT *et al.*, 2012).

### 3.6.3 Controle independente do quarto braço do VSC

Como mencionado anteriormente, dentre as alternativas para inserir um fio neutro em um VSC, a adoção de um quarto braço é a solução mais viável para lidar com desequilíbrios e até mesmo cargas não lineares (LLIUYACC *et al.*, 2017). Neste trabalho foi implementada a técnica de controle independente do quarto braço do VSC desenvolvida

Figura 24 – Diagrama da malha de controle de tensão e corrente do conversor formador.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

no referencial  $dq0$ .

A Figura 20 mostra a configuração do conversor formador de rede de quatro braços onde um terminal neutro é introduzido. O controle principal, com base nas malhas de controle de corrente interna e tensão externa, comanda a sequência de chaveamento para o VSC de três pernas.

O controle independente será baseado em um controlador Proporcional-Integral (PI) em que seus ganhos foram obtidos através da equação supracitada (3.49).

O conceito do controle independente é produzir uma tensão no terminal de saída do quarto braço de forma que a corrente que entra nesse terminal seja igual à corrente de neutro medida, caso uma corrente de neutro não nula esteja presente. No próximo capítulo, na seção 4.12 referente a compensação de desequilíbrio de tensão por mitigação de tensão de sequência zero no PAC, será detalhado a malha de controle de corrente adicional implementada, dedicada à sequência zero.

### 3.7 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS

Neste capítulo foram apresentados alguns conceitos importantes para o desenvolvimento do trabalho. Foi apresentada a modelagem do painel solar fotovoltaico utilizado e ainda foi exposta a técnica de MPPT empregada.

Em seguida foram expostas a modelagem do sistema de armazenamento de energia, mostrando a modelagem e o controle do conversor CC-CC bidirecional ligado à bateria.

A modelagem e controle dos conversores presentes na microrrede implementada foram descritos, sendo estes: um conversor de dois estágios, composto por um conversor CC-CC *Boost* utilizado para controlar o painel fotovoltaico na máxima potência e o segundo estágio o conversor CC-CA fonte de tensão (VSC) de interface com a rede elétrica, denominado Supridor de Rede, responsável por injetar a potência ativa disponível na

microrrede. O conversor Formador de Rede, será responsável por manter a tensão e a frequência no momento em que a microrrede encontra-se ilhada, ou seja, sem presença de rede, sendo este um VSC de quatro braços, para realizar a compensação de desbalanço de tensão advinda da carga desequilibrada presente no trabalho. Assim é adicionado um quarto braço ao VSC de três braços convencional, afim de fornecer um caminho para as correntes de sequência zero que circulam através do terminal neutro.



## 4 METODOLOGIA

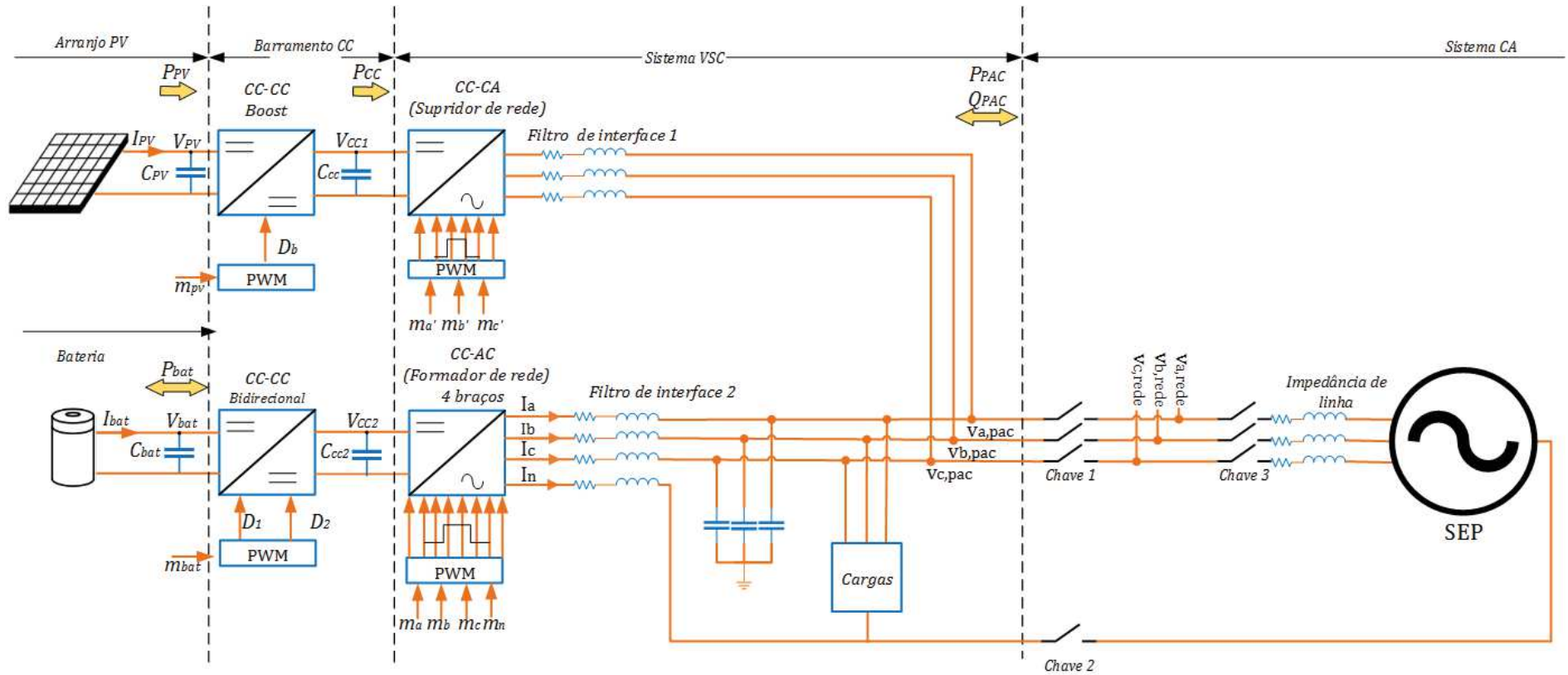
Neste capítulo será apresentada uma visão geral do sistema em estudo, sendo abordada a descrição da usina solar existente no Laboratório Solar Fotovoltaico da Universidade Federal de Juiz de Fora da UFJF – LabSolar. Em seguida será mostrada a modelagem da carga desbalanceada utilizada no trabalho, com base na carga constituinte do Labsolar. Além disso, será exibida a modelagem do sistema de armazenamento de energia empregado, assim como o projeto dos controladores empregados nos conversores presentes na microrrede implementada. E por fim serão apresentadas duas funcionalidades do conversor multifuncional implementado, que são: detecção da ocorrência de ilhamento e resincronização da microrrede à rede principal após a mesma operar por um tempo isolada.

### 4.1 VISÃO GERAL DO SISTEMA

O sistema completo simulado é mostrado na Figura 25. A seguir são descritos os principais componentes utilizados:

- i. Painéis Fotovoltaicos*: Equipamentos responsáveis por converter a luz do sol em energia elétrica;
- ii. Conversor CC-CC Boost*: Conversor responsável pela execução do MPPT afim de extrair a máxima potência advinda dos painéis.
- iii. Conversor CC-CA Supridor de Rede*: Conversor fonte de tensão VSC empregado na interface do sistema CC com o sistema CA e tem a função de injetar potência ativa e reativa disponível na microrrede e ainda consegue suprir de forma parcial as cargas elétricas da mesma. Tal conversor juntamente com o conversor CC-CC *Boost* formam um conversor de dois estágios;
- iv. Conversor CC-CC bidirecional*: Conversor que exerce a função de carga e descarga do sistema de armazenamento da bateria, mantendo assim o controle da tensão do barramento CC. Através desse conversor se torna possível garantir o fornecimento ininterrupto nas cargas quando a microrrede está funcionando em modo de operação ilhado;
- v. Conversor CC-CA Formador de Rede de 4 braços*: Conversor responsável por emular a rede elétrica, no qual irá estabelecer em sua saída uma tensão e frequência de referência assegurando a estabilidade e operação do sistema ilhado. A operação do formador se dá por um sistema de armazenamento de energia, utilizando um banco de baterias que consegue suprir uma carga elétrica independente da presença da rede elétrica. E a configuração do VSC de 4 braços é empregada para o controle das

Figura 25 – Representação geral por diagrama de blocos do sistema simulado.



Fonte: Elaborado pela própria autora.



componentes de sequência zero advindas da carga desbalanceada implementada na microrrede;

- vi. *Carga desbalanceada*: Carga modelada utilizando medições das cargas desequilibradas constituintes do LabSolar da UFJF com valor de aproximadamente 15 kW.
- vii. *Chaves*: As chaves 1 e 2 serão operadas de forma automática, elas serão abertas quando o sistema detectar a ocorrência de ilhamento e serão fechadas por meio do sistema de ressinchronismo implementado, no qual o mesmo detecta quando as tensões da microrrede e da rede principal estão com a mesma amplitude, frequência e fase, habilitando o fechamento da chave para que a reconexão da microrrede com a rede principal seja realizada, após a mesma operar por um tempo ilhada. E a chave 3 é utilizada para simulações de falhas que podem ocorrer na rede, em que ela vai ser aberta indicando uma falta e será fechada simulando o reestabelecimento da rede.

## 4.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO

O dimensionamento dos componentes do sistema foi proposto com base no tamanho do sistema fotovoltaico existente no Laboratório Solar Fotovoltaico da Universidade Federal de Juiz de Fora da UFJF - LabSolar.

A UFJF possui um dos maiores arranjos fotovoltaicos do país em uma universidade, de 30 kWp, metade dessa usina está conectada à rede elétrica e dedicada a geração de energia para a UFJF e os outros 15 kWp estão disponíveis para o desenvolvimento de pesquisas científicas na universidade, que são apresentados na Figura 26. A usina fotovoltaica gera energia utilizando 264 painéis fotovoltaicos agrupados em 11 arranjos independentes com uma capacidade de 404,4 V e 7,12 A por arranjo, em condições de máxima potência. Cada arranjo possui 24 painéis que são conectados em paralelo e 12 painéis associados em série (RODRIGUES *et al.*, 2017). Os painéis são do modelo BPSX120 da BP solar, a configuração dos arranjos foi modificada para aumentar o nível de tensão disponível para o adequado funcionamento dos inversores de potência. São três conversores monofásicos, 5 kW cada, modelo SUNNY BOY 5000US, fabricados pela empresa alemã SMA.

A geração de energia elétrica pelo LabSolar da UFJF durante o ano de 2019 é apresentada na Figura 27.

Os parâmetros em condições padrões de teste de 1000 W/m<sup>2</sup> e 25 °C para o painel fotovoltaico BPSX120 são mostrados na Tabela 2.

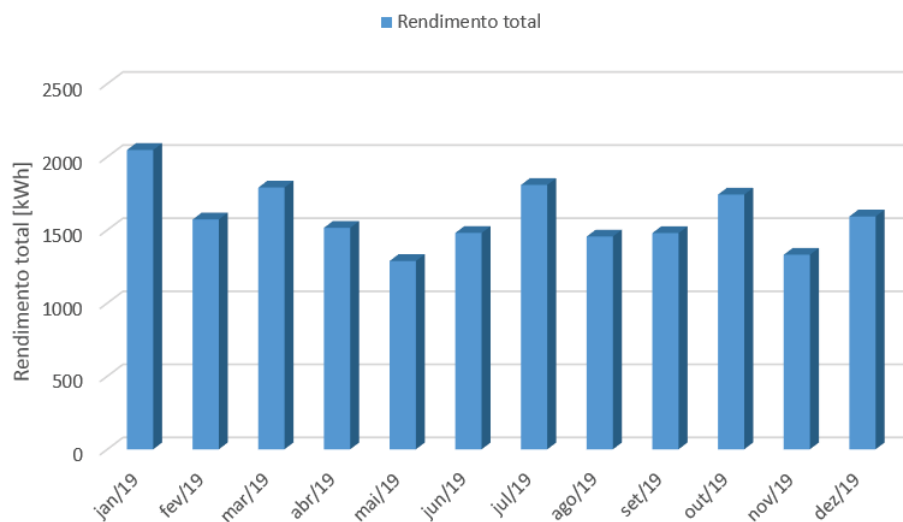
Através dos dados disponibilizados pelo fabricante dos parâmetros do painel fotovoltaico BPSX120 expostos na Tabela 2 e utilizando a equação (3.2) é possível desenvolver o modelo digital do painel e analisar seu comportamento para diferentes níveis de radiação solar e temperatura. Dessa forma as Figuras 28 e 29 apresentam as curvas de corrente

Figura 26 – Laboratório Solar Fotovoltaico da UFJF.



Fonte: (BARBOSA *et al.*, 2019).

Figura 27 – Energia gerada no Laboratório Solar Fotovoltaico da UFJF durante o ano de 2019.



Fonte: (BARBOSA *et al.*, 2019).

*versus* tensão (IxV) e potência *versus* tensão (PxV) do painel fotovoltaico modelado conforme diferentes valores de temperatura e com radiação solar constante de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

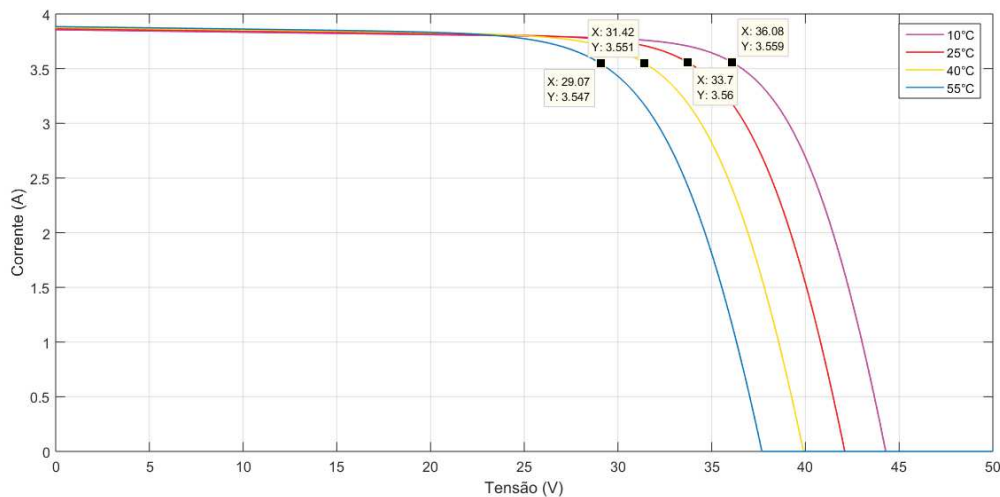
Nas Figuras 30 e 31 são mostrados os comportamentos das curvas de corrente *versus* tensão (IxV) e potência *versus* tensão (PxV) para diferentes valores de radiação solar e temperatura constante de  $25^\circ\text{C}$ .

Tabela 2 – Parâmetros do painel fotovoltaico *BPSX120*.

Parâmetros	Símbolos	Valores
Potência máxima	$P_{MP}$	120 W
Corrente no Ponto de Máxima Potência	$I_{MP}$	3,56 A
Tensão no Ponto de Máxima Potência	$V_{MP}$	33,7 V
Corrente de curto-circuito	$I_{SC}$	3,87 A
Tensão de Circuito Aberto	$V_{OC}$	42,1 V
Coefficiente de Temperatura	$\alpha$	0,065 A/°C
Resistência em série	$R_S$	0,015 $\Omega$
Resistência em paralelo	$R_P$	588 $\Omega$

Fonte: Adaptado de (BARBOSA *et al.*, 2019)

Figura 28 – Curva IxV para diferentes valores de temperatura e radiação solar constante de  $1000W/m^2$ .



Fonte: Elaborado pela própria autora.

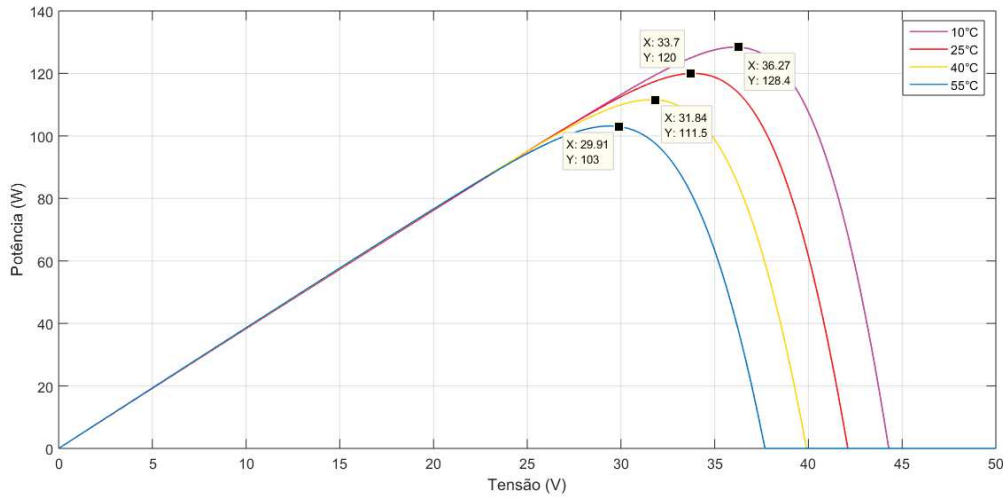
Percebe-se nas Figuras 28, 29, 30 e 31 que os valores de máxima potência variam proporcionalmente com o nível de radiação solar e significativamente com a temperatura.

Dessa forma para se obter uma potência maior nos sistemas fotovoltaicos é necessário acoplar mais painéis em série e/ou paralelo. De tal modo, que a associação de módulos solares permite estimar a potência ativa esperada a ser injetada no PAC da rede CA.

Assim, nas Figuras 32 e 33 são mostradas as curvas características de IxV e PxV utilizando os parâmetros do painel fotovoltaico *BPSX120* expostos na Tabela 2 e considerando características nominais do sistema para 9 módulos em série e 14 módulos em paralelo empregados no trabalho.

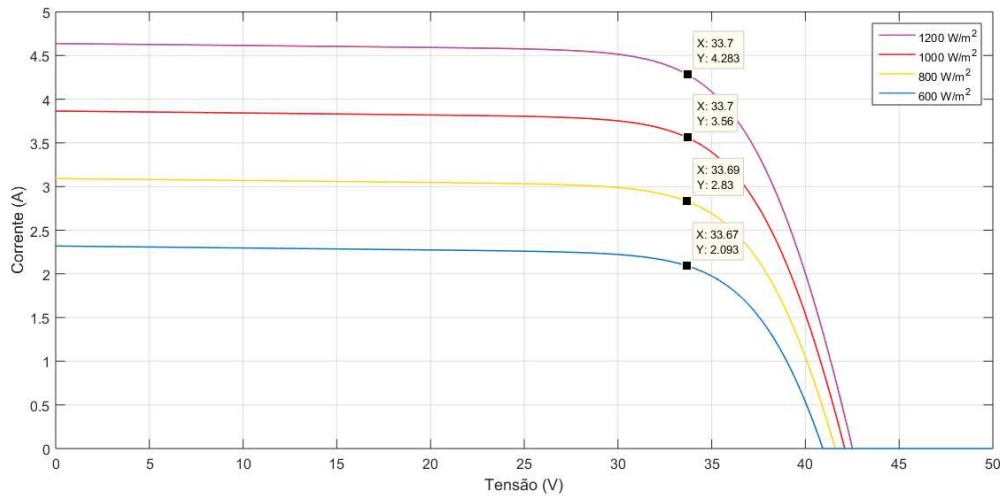
Na Figura 32, observa-se o destaque de dois pontos importantes: o ponto de curto-circuito ( $0, I_{SC_T}$ ) que para a quantidade de módulos utilizados no trabalho foi de  $(0$

Figura 29 – Curva PxV para diferentes valores de temperatura e radiação solar constante de  $1000W/m^2$ .



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Figura 30 – Curvas IxV para diferentes valores de radiação solar e temperatura constante de 25 °C.



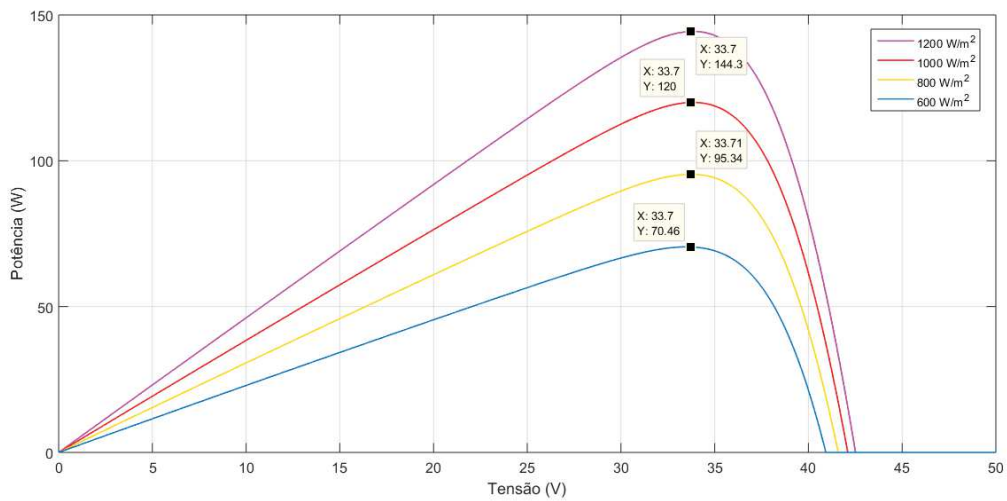
Fonte: Elaborado pela própria autora.

V, 54,11 A) e o ponto de máxima potência ( $V_{MP_T}, I_{MP}$ ) tracejado em vermelho, (303,3 V, 49,85 A). A corrente de curto-circuito total  $I_{SC_T}$  pode ser calculada por:

$$I_{SC_T} = n \cdot I_{SC}, \quad (4.1)$$

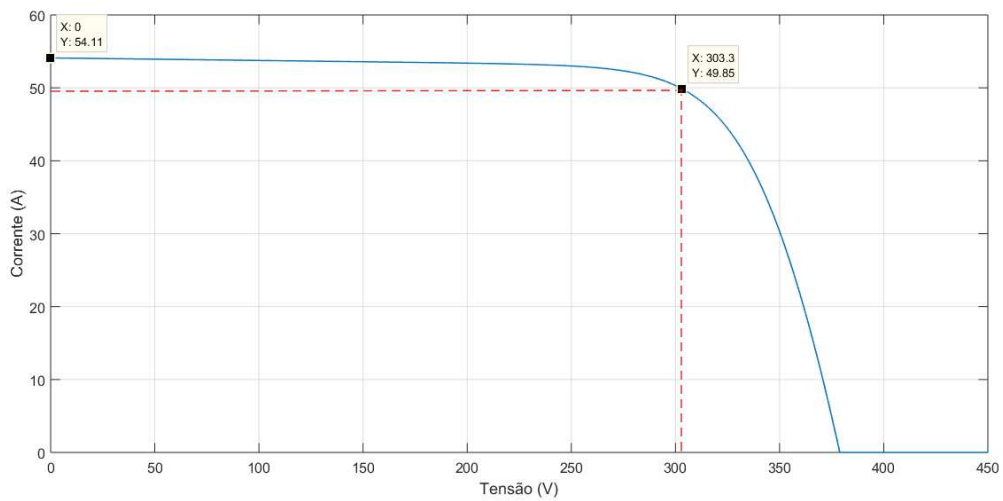
onde  $n$  é o número de módulos em paralelo utilizado no projeto, que no caso foram 14 módulos e  $I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito para o modelo do painel escolhido para o projeto, descrito na Tabela 2. E a tensão no ponto de máxima potência  $V_{MP_T}$  é calculada

Figura 31 – Curvas PxV para diferentes valores de radiação solar e temperatura constante de 25 °C.



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Figura 32 – Curva IxV para o arranjo fotovoltaico empregado.



Fonte: Elaborado pela própria autora.

por:

$$V_{MP_T} = m \cdot V_{MP}, \quad (4.2)$$

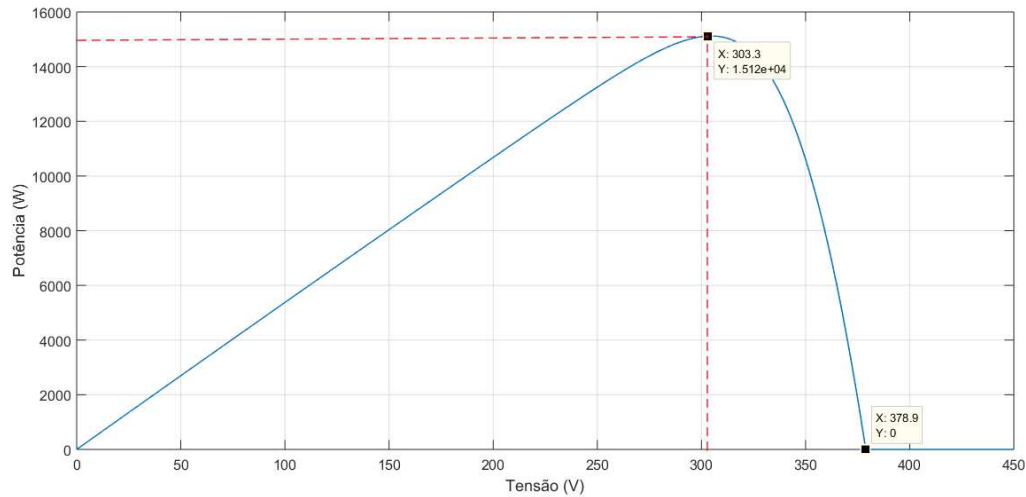
onde  $m$  é o número de módulos em série utilizado no projeto, que no caso foram 9 módulos e  $V_{MP}$  é a tensão no ponto de máxima potência para o modelo do painel escolhido para o projeto, descrito na Tabela 2.

A corrente no ponto de máxima potência  $I_{MP_T}$  é calculado por:

$$I_{MP_T} = n \cdot I_{MP}, \quad (4.3)$$

onde  $n$  é o número de módulos em paralelo utilizado no projeto,  $I_{MP}$  é a corrente no ponto de máxima potência, descrito na Tabela 2.

Figura 33 – Curva PxV para o arranjo fotovoltaico empregado.



Fonte:Elaborado pela própria autora.

A Figura 33, destaca-se dois pontos importantes: o ponto de máxima potência ( $V_{MP}, P_{MP}$ ), (303,3 V,  $1,512 \times 10^4$  W) tracejado em vermelho e o ponto de circuito aberto ( $V_{OC_T}, 0$ ) que para a quantidade de módulos utilizados no trabalho foi de (378,9 V, 0 W).

A tensão de circuito aberto total  $V_{OC_T}$  pode ser calculada através da equação (4.4).

$$V_{OC_T} = m \cdot V_{OC}, \quad (4.4)$$

onde  $m$  é o número de módulos em série utilizado, que no caso foi 9 módulos e  $V_{OC}$  é a tensão de circuito aberto para o modelo do painel escolhido para o projeto, descrito na Tabela 2. O projeto da microrrede proposta possuirá uma capacidade de fornecimento de energia de 15,12 kW.

### 4.3 MODELAGEM DA CARGA DESEQUILIBRADA

No presente trabalho é proposta a modelagem da carga desequilibrada baseada na carga constituinte do Labsolar. A aquisição dos dados necessários para a modelagem foi realizada através da utilização de um analisador de qualidade de energia trifásica, da marca *Fluke*, modelo 430 II, esse equipamento efetua as medições e as exibe ao usuário através de uma interface gráfica ou pelo *Fluke PowerLog Application Software* que processa



os dados obtidos e os expõe em gráficos temporizados com os valores mínimos, médios e máximos nos intervalos de medição de dez segundos que ocorrem para cada grandeza analisada (FLUKE, 2018).

Foram realizadas medições de tensão, corrente, frequência, potência ativa e reativa, fator de potência e distorção harmônica de tensão e corrente. Foi realizada uma medição de 24 horas, a qual teve o seu início no dia 06/05/2019 às 11:16:42 h da manhã e finalizou no dia 07/05/2019 às 11:16:32 h da manhã. No total foram 8640 pontos medidos, como mostrado na Figura 34 que exhibe o detalhamento das medições efetuadas, a partir do FLUKE 430-II e seu software de aplicação *PowerLog* 5.6.

Figura 34 – Detalhamento das medições no *PowerLog* 5.6.

<b>Informação sobre o instrumento</b> Número do modelo 435-II Número de série 34233101 Revisão de firmware V05.02		<b>Informação geral</b> Local de registro <input type="text"/> Cliente <input type="text"/> Notas <input type="text"/>	
<b>Informações do software</b> Versão do Power Log 5.3 Versão FLUKE 430-II DLL 1.2.0.12			
<b>Resumo da medição</b> Topologia de medição Modo 3Ø em estrela Modo de aplicação Logger (Registrador) Primeiro registro 06/05/2019 11:16:42 65msec Último registro 07/05/2019 11:16:32 65msec Intervalo de registro 0h 0m 10s 0msec Tensão Nominal 133 V Corrente Nominal 300 A Frequência Nominal 60 Hz Hora inicial do arquivo 06/05/2019 11:16:32 65msec Hora final do arquivo 07/05/2019 11:16:32 65msec Duração 1d 0h 0m 0s 0msec Número de eventos Normal: 8 Detalhado: 2 Eventos baixados Não Número de telas 0 Download das Telas terminado Não Método de medição de potência Unificado Tipo de cabo Copper Escala harmônica %H1 Modo THD THD 40 Modo DPF/CosPhi DPF		<b>Resumo de gravação</b> Gravações de RMS 8640 Gravações de DC 0 Gravações de frequência 8640 Gravações de desequilíbrio 8640 Gravações de harmônicas 8640 Gravações de harmônicas de potência 8640 Gravações de potência 8640 Gravações de desequilíbrio de potência 0 Gravações de energia 8640 Gravações de perda de energia 0 Gravações de oscilação 0 Gravações de sinalização principal 0	
		<b>Resumo de eventos</b> Reduções 0 Aumentos 0 Transientes 0 Interrupções 0 Perfis de tensão 0 Mudanças Rápida de Tensão 0 Telas 0 Formas de onda 0 Intervalos sem medições 0 Gráficos da corrente de irrupção 0 Eventos de onda 0 Eventos de RMS 0	
<b>Cálculo TDD</b> Demanda de corrente de carga (A) <input type="text"/> <input type="button" value="Atualizar TDD"/>		<b>Escala</b> Fase: Tipo de alicate amperimétrico i430TF Faixa do alicate N/A Faixa nominal 300 A Sensibilidade x10 somente CA Taxa atual 1:1 Taxa de tensão 1:1 Neutro: Tipo de alicate amperimétrico i430TF Faixa do alicate N/A Faixa nominal 300 A Sensibilidade x10 somente CA Taxa atual 1:1 Taxa de tensão 1:1	

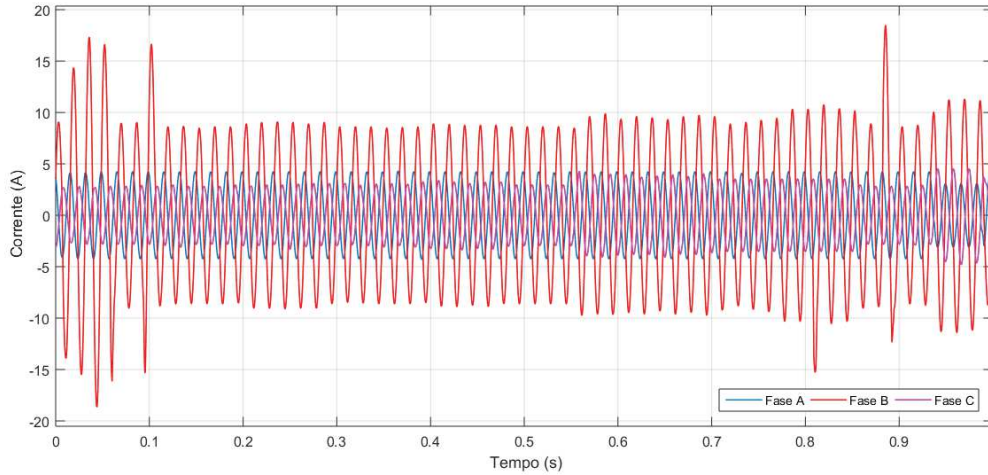
Fonte: (OLIVEIRA, 2020).

Durante a medição foi realizada uma sequência de intervenções, nas quais a operação de alguns dos equipamentos presentes no Labsolar foi alternada, seguindo a sequência que é apresentada no Apêndice A deste trabalho.

Através da medição realizada, pôde-se modelar a carga, sendo esta caracterizada por uma fonte de corrente e sua ligação com a rede foi feita em estrela, com neutro acessível. O modelo implementado recria as potências ativas e reativas da carga do Labsolar, podendo ser utilizado nas simulações.

A Figura 35 mostra a forma de onda da corrente na carga desequilibrada modelada.

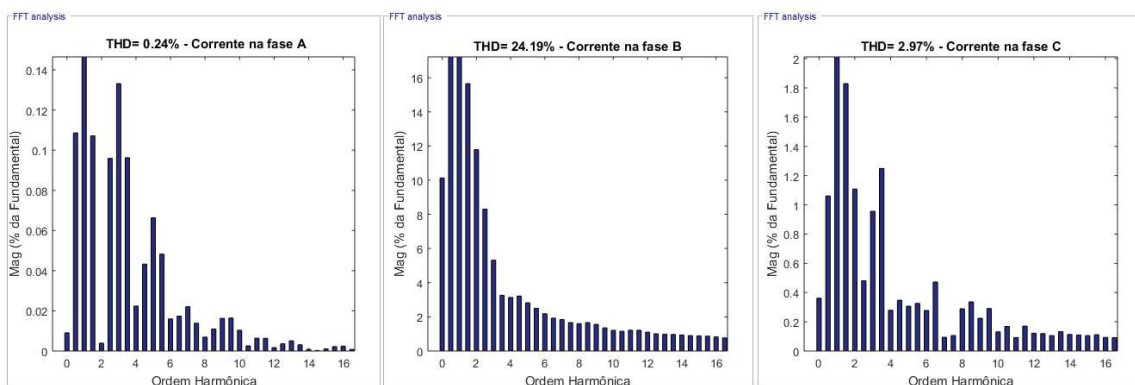
Figura 35 – Corrente na carga desequilibrada.



Fonte: Elaborado pela própria autora.

A Figura 36 mostra a distorção harmônica total da corrente (do inglês, *Total Harmonic Distortion-THD*) por fase da corrente da carga implementada, indicando THD de 0,24 % para a corrente na fase A, 24,19 % para a corrente na fase B e 2,97 % para a corrente na fase C.

Figura 36 – Distorção harmônica total por fase das correntes da carga desequilibrada.



Fonte: Elaborado pela própria autora.

As componentes harmônicas de corrente para sistemas de distribuição de 120 V a 69 KV devem ficar limitadas aos valores estabelecidos pela Tabela 3 e a THD não deve ser superior a 5 % em operação na potência nominal (IEEE. . . , 2014).



Tabela 3 – Limites máximos de distorção por componente harmônica de corrente.

<b>Harmônicas ímpares</b>	<b>Limite da distorção</b>
3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	< 4,0 %
11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	< 2,0 %
17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	< 1,5 %
23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	< 0,6 %
Acima de 33 <sup>a</sup>	< 0,3 %
<b>Harmônicas pares</b>	<b>Limite da distorção</b>
2 <sup>a</sup> a 8 <sup>a</sup>	< 1,0 %
10 <sup>a</sup> a 32 <sup>a</sup>	< 0,5 %

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Dessa forma, no que tange ao cumprimento da norma supracitada, observa-se através da Figura 36 que a carga desequilibrada implementada encontra-se com os valores de distorção harmônica de corrente acima dos limites estabelecidos pela norma, mostrando a necessidade de um controle de compensação de desbalanço. No presente trabalho serão tratados apenas os desequilíbrios de tensão, logo a compensação terá foco na mitigação da tensão de sequência negativa e zero no Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

#### 4.4 MODELAGEM DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Neste trabalho, será utilizado um banco de baterias de chumbo-ácido através do bloco de bateria *Battery* presente no *Matlab/Simulink* versão 2018a.

Optou-se por um banco de baterias de chumbo-ácido abertas tubulares de ciclo profundo de 48 V e 500 Ah de capacidade de carga, visto que esta bateria é utilizada no LabSolar da UFJF e facilitaria a utilização da mesma caso se desenvolvesse o trabalho na prática. O banco de baterias da instalação foi considerado com a capacidade de suprir uma carga de 15 kW por pelo menos quatro horas. Assim, a capacidade de armazenamento necessária para o projeto é dado por:

$$Ah = \frac{P \times horas \times C_{temperatura}}{V_b} = \frac{15000 \times 4 \times 1,11}{48} = 1387,5 \text{ Ah}, \quad (4.5)$$

em que :  $C_{temperatura}$  é o coeficiente de temperatura de 15°C.

Para realizar o projeto do banco de baterias é imprescindível definir a quantidade de células em série no banco de baterias ( $Q_{bat}$ ) necessárias para obter a tensão desejada, como mostra a Equação (4.6).

$$Q_{bat} = \frac{Ah}{F_c \times C_q} = \frac{1387,5}{0,80 \times 500} = 3,47, \quad (4.6)$$

onde o fator de carga  $F_c$  foi utilizado baseado na especificação da bateria sendo 80% e a capacidade de Carga  $C_q$  é 500 Ah baseado na especificação da bateria.

Dessa forma, utilizou-se um banco composto por 4 baterias de chumbo-ácido de 48 V ligadas em série com capacidade de armazenamento de 2000 Ah.

#### 4.5 SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR CC-CC BIDIRECIONAL EM CORRENTE

Como visto anteriormente, as baterias armazenam energia em forma contínua, para aplicações no sistema elétrico de potência, portanto, faz-se necessário o uso de conversores estáticos baseados em eletrônica de potência ligados à bateria. Utilizou-se um conversor CC-CC bidirecional em corrente ligado à bateria e conectado em paralelo com o barramento CC da microrrede.

Na Figura 12 vista anteriormente apresenta a malha de tensão do conversor bidirecional implementado, em que o controlador  $C_{v,CC}(s)$  tem a função de controlar a tensão do barramento CC ( $V_{CC2}$ ) do conversor Formador de Rede, a partir dela a corrente de referência da malha de controle de corrente é adquirida, em que o controlador é dado por  $C_{i,CC}(s)$ . A malha de controle de tensão é mais lenta que a malha de controle de corrente. Em (YAZDANI; BAKHSHA; JAIN, 2009) é sugerido que a constante de tempo deve ter seu valor entre 0,5 ms e 5 ms para garantir uma resposta rápida. Assim, adotou-se uma constante de tempo  $\tau_{i,CC} = 0,01$  s para a malha de controle de corrente, tem-se então o controlador da malha interna de corrente,  $Kp_{i,CC} = 0,102$  H/s e  $Ki_{i,CC} = 30$  Ω/s. Já para a malha de controle de tensão usou-se um tempo de acomodação  $t_s = 0,02$  s, tem-se então  $Kp_{v,CC} = 0,07$  A<sup>-1</sup> e  $Ki_{v,CC} = 13,8$  s/A .

Na Tabela 4 apresenta os parâmetros de projeto e dos controladores das malhas de controle de tensão e de corrente do conversor bidirecional.

Tabela 4 – Parâmetros do conversor CC-CC bidirecional.

Parâmetros	Valores
$L_{bat}$	1,02 mH
$C_{bat}$	517,25 μF
$C_{CC2}$	172,41 μF
$R_{bat}$	0,3 Ω
$f_s$	20 kHz
$\zeta$	0,707
$Kp_{i,CC}$	0,102 H/s
$Ki_{i,CC}$	30 Ω/s
$Kp_{v,CC}$	0,07 A <sup>-1</sup>
$Ki_{v,CC}$	13,8 s/A

Fonte: Elaborado pela própria autora.

#### 4.6 SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR CC-CC *BOOST*

Como apresentado anteriormente no Capítulo 3, para controlar o painel fotovoltaico na máxima potência, é adicionado o conversor *Boost* nos terminais do painel, operando em modo de condução contínua, como visto na Figura 13. O algoritmo MPPT usado neste modelo foi o de perturba e observa P&O, suas entradas são os valores de tensão ( $V_{PV}$ ) e de corrente ( $I_{PV}$ ) do painel fotovoltaico e assim a variação de tensão ( $\Delta V$ ) e de potência ( $\Delta P$ ) são calculados. Na Tabela 5 são apresentados os parâmetros do conversor *Boost* utilizado.

Tabela 5 – Parâmetros do conversor CC-CC *Boost*

<b>Parâmetros</b>	<b>Valores</b>
$L_{PV}$	75 <i>mH</i>
$C_{PV}$	10 <i>mF</i>
$C_{CC}$	6,23 <i>mF</i>
$R_b$	23,83 $\Omega$
$f_{sb}$	20 <i>kHz</i>

Fonte: Elaborado pela própria autora.

#### 4.7 SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR CC-CA SUPRIDOR DE REDE

Conforme discutido anteriormente, neste trabalho foi implementado um conversor CC-CA trifásico VSC para interligar um sistema fotovoltaico à rede elétrica, denominado conversor Supridor de Rede. Os projetos dos controladores desse conversor serão expostos a seguir, de acordo com o fundamento teórico abordado no Capítulo 3.

##### 4.7.1 Projeto do Circuito de Sincronismo SRF-PLL

O circuito de sincronismo SRF-PLL emprega os conceitos de transformação de coordenadas para detectar e rastrear a frequência e o ângulo de fase de um conjunto de tensões ou correntes de um sistema elétrico trifásico (ALMEIDA, 2011). A análise da dinâmica e o projeto dos controladores baseou-se em (ALMEIDA, 2011) e (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

As equações (4.7), que foram abordadas no Capítulo 3 na subseção 3.5.1 são

utilizadas para a sintonia do controlador do circuito de sincronismo PLL.

$$\begin{cases} K_{p,PLL} = \frac{2\zeta\omega_n}{\hat{V}_{pac}} \\ \tau_{PLL} = \frac{K_{p,PLL}\hat{V}_{pac}}{(\omega_n)^2} \\ K_{i,PLL} = \frac{K_{p,PLL}}{\tau_{PLL}} \end{cases} \quad (4.7)$$

Escolhendo um fator de amortecimento  $\zeta = 0,707$ ; uma frequência de corte da função de transferência do PLL  $\omega_n = 2\pi f$  em que  $f = 60 \text{ Hz}$  e a tensão de pico do ponto de acoplamento comum do sistema  $\hat{V}_{pac} = 180 \text{ V}$ . São obtidos os seguintes valores de ganhos dos controladores, conforme mostrado na Tabela 6.

Tabela 6 – Parâmetros do circuito de sincronismo SRF-PLL.

Parâmetros	Valores
$\zeta$	0,707
$\tau_{PLL}$	3,75 ms
$\omega_n$	377 rad/s
$f$	60 Hz
$\hat{V}_{pac}$	180 V
$K_{p,PLL}$	2,96 rad/Vs
$K_{i,PLL}$	789,3 rad/Vs <sup>2</sup>

Fonte: Elaborado pela própria autora.

#### 4.7.2 Projeto do controlador da malha de corrente

As equações (4.8) representam os ganhos do compensador da malha de corrente do conversor CC-CA, como discutido anteriormente na subseção 3.5.3 do Capítulo 3.

$$\begin{cases} K_{p,i} = \frac{L}{\tau_i} \\ K_{i,i} = \frac{R_{eq}}{\tau_i} \end{cases} \quad (4.8)$$

onde  $\tau_i$  é a constante de tempo do sistema de primeira ordem em malha fechada determinada de acordo com (ALMEIDA, 2011) que sugere que  $1/\tau_i$  tenha um valor 10 vezes menor que a frequência de chaveamento do sistema. Foi utilizado neste trabalho  $\tau_i = 0,5 \text{ ms}$ , afim de para garantir uma resposta rápida do sistema como recomendado por (YAZDANI; IRAVANI, 2010) e (ALMEIDA, 2011).

Assim os ganhos do compensador e os parâmetros do projeto empregados na simulação do conversor são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Parâmetros do controle de corrente do conversor Supridor de Rede.

Parâmetros	Valores
$\tau_i$	0,5 ms
$f_{sup}$	20 kHz
$f$	60 Hz
$R_{eq}$	0,2 $\Omega$
$L$	1,2 mH
$K_{p,i}$	2,4 H/s
$K_{i,i}$	400 $\Omega/s$

Fonte: Elaborado pela própria autora.

#### 4.7.3 Projeto do controlador da malha de tensão

As equações (4.9) foram discutidas anteriormente no Capítulo 3 na subseção 3.5.4 e agora são mencionadas novamente para o projeto dos ganhos do controlador de tensão do conversor Supridor de Rede.

$$\begin{cases} K_{p,v} = 2\zeta C_{CC}\omega_n, \\ K_{i,v} = C_{CC}\omega_n^2, \end{cases} \quad (4.9)$$

onde:  $K_{p,v}$  e  $K_{i,v}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador de tensão respectivamente,  $\zeta$  é o fator de amortecimento,  $\omega_n$  é a frequência de corte da função de transferência e  $C_{CC}$  é a capacitância do barramento CC. Assim, os parâmetros obtidos para o controle de tensão do Conversor Supridor de Rede são expostos na Tabela 8.

Tabela 8 – Parâmetros do controle de tensão do Conversor Supridor de Rede.

Parâmetros	Valores
$\zeta$	0,707
$\omega_n$	377 rad/s
$f$	60 Hz
$K_{p,v}$	1,25 $A^{-1}$
$K_{i,v}$	334 s/A

Fonte: Elaborado pela própria autora.

## 4.8 SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR CC-CA FORMADOR DE REDE

### 4.8.1 Projeto do controle de tensão e corrente

Assim como no projeto dos controladores do conversor Supridor de Rede visto anteriormente, para o projeto dos controladores de tensão e corrente do conversor Formador de Rede também baseou-se em (YAZDANI; IRAVANI, 2010) em que é sugerido que a

constante de tempo  $\tau_i$  deve ter seu valor entre  $0,5 \text{ ms}$  e  $5 \text{ ms}$  para garantir uma resposta rápida e para sistemas cuja a frequência fundamental é de  $60 \text{ Hz}$ . Dessa forma adotou-se  $\tau_i = 0,5 \text{ ms}$  e um fator de amortecimento  $\zeta = 0,707$ .

Portanto para a obtenção dos ganhos dos controladores de corrente e tensão utilizou-se as equações (4.10) e (4.11).

$$\begin{cases} Kp_{i,f} = \frac{L_f}{\tau_i} \\ Ki_{i,f} = \frac{R_{eq,f}}{\tau_i} \end{cases} \quad (4.10)$$

$$\begin{cases} Kp_{v,f} = 2\zeta C_f \omega_n \\ Ki_{v,f} = C_f \omega_n^2 \end{cases} \quad (4.11)$$

Dessa forma na Tabela 9 são expostos os parâmetros utilizados para projeto do controle de tensão e corrente do Conversor Formador de Rede.

Tabela 9 – Parâmetros dos controladores de tensão e corrente do Conversor Formador de Rede.

Parâmetros	Valores
$\tau_i$	$0,5 \text{ ms}$
$\zeta$	$0,707$
$\omega_n$	$377 \text{ rad/s}$
$f$	$60 \text{ Hz}$
$f_{for}$	$20 \text{ kHz}$
$R_{eq,f}$	$0,1 \ \Omega$
$L_f$	$2 \text{ mH}$
$C_f$	$20 \ \mu F$
$Kp_{v,f}$	$0,0107 \text{ A}^{-1}$
$Ki_{v,f}$	$2,84 \text{ s/A}$
$Kp_{i,f}$	$4 \text{ H/s}$
$Ki_{i,f}$	$200 \ \Omega/\text{s}$

Fonte: Elaborado pela própria autora.

## 4.9 DETECÇÃO DE OCORRÊNCIA DE ILHAMENTO

Dentre as técnicas utilizadas para detecção de ilhamento apresentadas no Capítulo 2 deste trabalho, será empregada a técnica de detecção local pelo método ativo no qual pequenos sinais são injetados no PAC através do conversor VSC, com o intuito de detectar a ocorrência de ilhamento no sistema através da taxa de variação de frequência do sistema, provocada por distúrbios e pela indução do relé de ROCOF (*Rate of Change of Frequency*).

Os distúrbios inseridos no sistema devem ser de baixa energia e serem capazes de causar transitórios nos sinais de tensão e corrente sem afetar a qualidade de energia do

sistema (FERREIRA, 2019) (MONTEIRO, 2018). Neste trabalho utilizou-se o Sinal da Gaussiana Modulada- SGM como sinal de injeção de distúrbios e sua modelagem baseou-se em (FERREIRA, 2019).

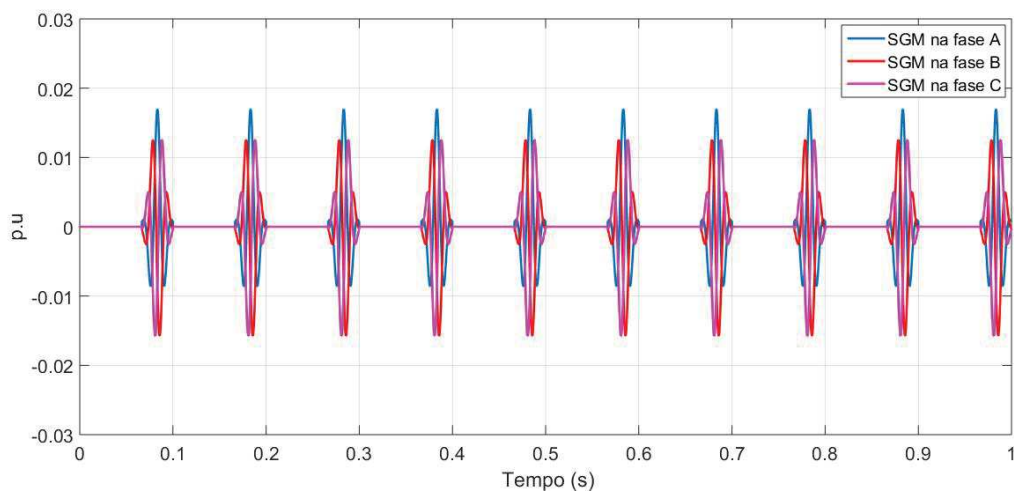
As perturbações são inseridas em sequência negativa, de acordo com (4.12):

$$\begin{cases} \psi_a(t) = G \cdot e^{-t^2/2\sigma^2} \cdot \cos(\omega_h t) \cdot W(t), \\ \psi_b(t) = G \cdot e^{-t^2/2\sigma^2} \cdot \cos(\omega_h t + \frac{2\pi}{3}) \cdot W(t), \\ \psi_c(t) = G \cdot e^{-t^2/2\sigma^2} \cdot \cos(\omega_h t - \frac{2\pi}{3}) \cdot W(t), \end{cases} \quad (4.12)$$

onde  $\omega_h = 2\pi h f$  é a frequência de modulação em  $rad/s$ ,  $f$  é a frequência fundamental em Hz do sistema,  $h$  é a ordem da componente harmônica desejada,  $G$  é o ganho que é proporcional a energia do sinal,  $\sigma^2$  é a variância da função SGM e  $W(t)$  representa a janela retangular com amplitude unitária no intervalo de tempo  $-T_W < t < T_W$  e zero para os demais instantes de tempo.

A Figura 37 apresenta as curvas dos SGM inseridos no sistema simulado geradas pela equação (4.12). Após a injeção de cada distúrbio SGM, entre uma injeção e outra existe um intervalo denominado “Tempo de silêncio”, durante esse período não há injeção de sinais, atuando assim como um intervalo de segurança, que deve ser respeitado para que não tenha transitório causado por uma sequência de pulsos de distúrbios no instante da injeção do distúrbio seguinte, evitando influenciar no processo de estimação. Portanto, o tempo de silêncio deve ser curto o suficiente para se detectar a ocorrência do ilhamento em até 2 segundos de acordo com o estipulado pela norma IEEE-Std.929 (IEEE... , 2000) (FERREIRA, 2019).

Figura 37 – Comportamento dos distúrbios SGM na fase ABC inseridos no sistema.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Os parâmetros do distúrbio SGM implementado são mostrados na Tabela 10 baseado em (FERREIRA, 2019). É importante destacar que esses distúrbios devem

ser selecionados com a finalidade de não provocarem transitórios nos sinais de tensão e corrente da rede ao serem inseridos no sistema e não comprometerem a qualidade de energia entregue à carga.

Tabela 10 – Parâmetros do distúrbio SGM.

Parâmetros	Valores
$G$	0,017 <i>p.u</i>
$f$	60 <i>Hz</i>
$k$	120
$T_n$	2 ciclos ou $\frac{2}{60}$ <i>s</i>
$T_s$	4 ciclos ou $\frac{4}{60}$ <i>s</i>
$h$	1

Fonte: Adaptado de (FERREIRA, 2019).

Quando o sistema da microrrede está operando no modo conectado, a rede absorve qualquer tipo de oscilação que possa ocorrer, devido a presença do barramento infinito. Por outro lado, devido à ausência do barramento infinito, quando a microrrede opera no modo ilhado, a mesma fica mais suscetível a oscilações, podendo o SGM provocar flutuações na frequência do sistema ilhado.

O relé de ROCOF irá identificar a ocorrência de ilhamento, garantindo o adequado funcionamento da técnica. Os relés do tipo ROCOF não fundamentam sua detecção diretamente no valor instantâneo da frequência e sim no valor de sua variação no tempo, em Hertz por segundo (Hz/s). Portanto se a cada injeção do SGM, se a taxa de variação de frequência ultrapassar duas vezes o valor de um limiar da taxa de variação de frequência estabelecido ( $\beta$ ) é ativada a proteção de ilhamento e a microrrede é desconectada automaticamente por uma segunda chave de proteção adjacente a microrrede.

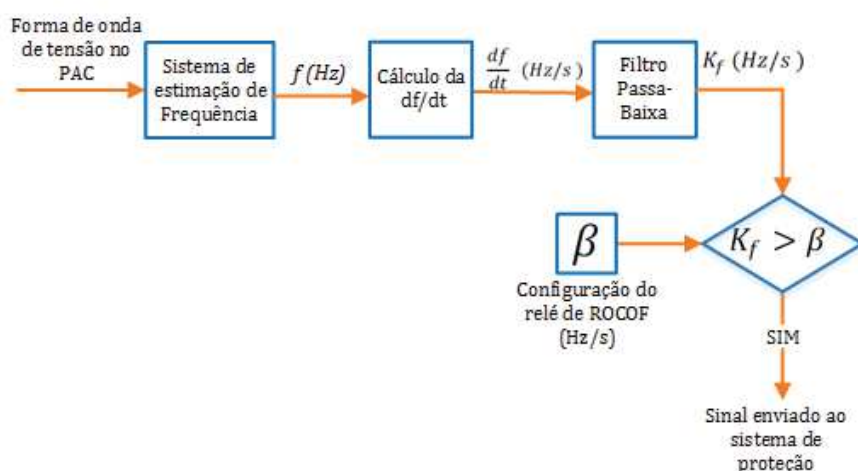
A Figura 38 apresenta o diagrama esquemático do relé de taxa de variação de frequência ROCOF utilizado para implementação de uma rotina no MATLAB.

A taxa de variação de frequência é calculada considerado uma janela de medida de alguns ciclos sobre a forma de onda da tensão no PAC, comumente empregada entre 2 e 50 ciclos (VIEIRA *et al.*, 2008), neste trabalho adotou-se uma janela de três ciclos da componente fundamental da tensão, afim de eliminar altos transientes. Esse sinal é então processado por filtros e o sinal resultante  $K_f$  é usado pelo relé para decidir se o disjuntor deve ser aberto ou não, se o sinal for maior que o valor de um limiar da taxa de variação de frequência estabelecido é então enviado um sinal ao sistema de proteção causando a desconexão do sistema, se for menor o sistema continua realizando o monitoramento.

Foi implementado no trabalho dois limiares de detecção de ilhamento, um primeiro para casos mais difíceis de detectar, em que o desbalanço de potência é pequeno e a variação de frequência é baixa, nesses casos é necessário um tempo de análise maior e a comparação do sinal com o valor de um limiar da taxa de variação de frequência estabelecido de  $\beta =$



Figura 38 – Diagrama esquemático do funcionamento do relé de ROCOF.



Fonte: Adaptado de (FERREIRA, 2019).

0,8 Hz/s é feita duas vezes para só assim enviar o sinal ao sistema de proteção. Já em casos em que a frequência varia bruscamente, em casos em que o desbalanço de potência é alto, foi estabelecido um valor de um limiar da taxa de variação de frequência de  $\beta = 8$  Hz/s e a detecção ocorre quase que instantaneamente e não é necessário comparar o sinal mais de uma vez.

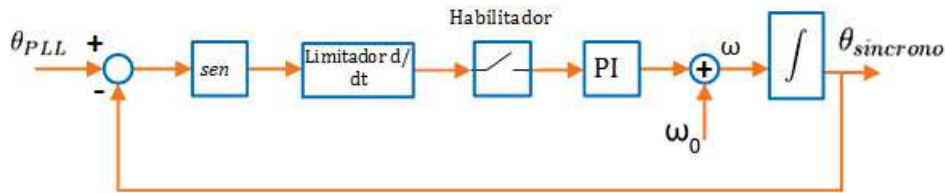
#### 4.10 MÉTODO DE RESSINCRONIZAÇÃO PARA RECONEXÃO DA MICRORREDE À REDE PRINCIPAL

Conforme supracitado, após ser cessado o distúrbio que causou o ilhamento, passa a existir a questão de reconexão da microrrede à rede principal, pois é imprescindível ressincronizar os dois subsistemas. Assim, para que diferentes sistemas operem conectados, se torna necessário que suas tensões terminais sejam sincronizadas tendo seus valores próximos de amplitude, frequência e fase, como estabelecido pela norma regulamentadora IEEE Std 1547-2003 (IEEE..., 2003) exposto na Tabela 1, vista anteriormente neste trabalho.

Diante disso, foi implementado neste trabalho um algoritmo de sincronização suave para a reconexão de microrredes ilhadas. O objetivo principal do algoritmo foi o de permitir o processo de ressincronização de forma controlada, onde o parâmetro de limitação de derivada estabelece um limite na variação de fase e frequência das tensões ao longo do tempo. A Figura 39 apresenta o diagrama de blocos do algoritmo de ressincronização implementado.

Inicialmente é feita a aquisição das tensões da rede principal e passando por um

Figura 39 – Diagrama esquemático do algoritmo de resincronização proposto.



Fonte: Adaptado de (ALVES; DIAS; ROLIM, 2018).

PLL para gerar o ângulo  $\theta_{PLL}$  que é dado como referência do algoritmo implementado na Figura 39. A realimentação da malha é realizada pelo ângulo  $\theta_{sincrono}$ , sendo este a saída da malha, e por sua vez é associado à tensão gerada pelo inversor no modo ilhado.

Uma vez que a diferença entre a referência e o valor realimentado possui descontinuidades em  $2\pi$  é empregada uma função senoidal para impedir esse problema, evitando assim perturbações numéricas no controle (ALVES, 2018) (ALVES; DIAS; ROLIM, 2018).

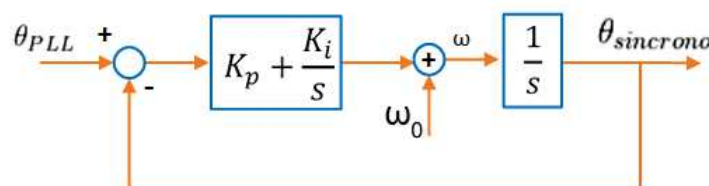
Posteriormente é utilizado um limitador de derivada, responsável por dar suavidade ao processo, em seguida é utilizado um habilitador a fim de assegurar que essa malha de controle só deve operar quando o conversor estiver trabalhando em modo conectado ou em processo de resincronização enquanto ilhado.

Após o habilitador é utilizado um controlador PI, um integrador para geração do ângulo e por fim realimentando a saída no começo da malha. Deste modo, a malha de controle de resincronização implementada tem a função de aproximar os ângulos  $\theta_{PLL}$  e  $\theta_{sincrono}$  até que a tolerância estabelecida na Tabela 1 seja atingida.

É realizada a comparação dos ângulos  $\theta_{PLL}$  e  $\theta_{sincrono}$ , caso o erro  $\Delta\theta$  seja menor que um valor bem pequeno estabelecido, é dado um sinal ao sistema de proteção e assim o ângulo de saída é igualado ao ângulo  $\theta_{PLL}$  finalizando o processo, se o erro  $\Delta\theta$  não for menor que o valor estabelecido, o ângulo de saída é igualado ao  $\theta_{sincrono}$  e o processo continua.

A Figura 40 é apresentado um modelo equivalente de pequenos sinais onde o habilitador permite a operação da malha de controle.

Figura 40 – Modelo equivalente de pequenos sinais do algoritmo de resincronização.



Fonte: Adaptado de (ALVES, 2018).

A partir da Figura 40 é possível fazer a modelagem da função de transferência em malha fechada dada por (4.13):

$$G(s) = \frac{\theta_{sincrono}(s)}{\theta_{PLL}(s)} = \frac{K_p s + K_i}{s^2 + K_p s + K_i}. \quad (4.13)$$

A Equação (4.13) pode ser demonstrada na forma clássica de uma função de transferência de segunda ordem por (4.14):

$$G(s) = \frac{2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}. \quad (4.14)$$

Comparando (4.13) com (4.14) tem-se os ganhos dos controladores  $K_i$  e  $K_p$  descritos na equação (4.15) respectivamente.

$$\begin{cases} K_i = \omega_n^2. \\ K_p = 2\zeta\omega_n. \end{cases} \quad (4.15)$$

Foi escolhido um fator de amortecimento  $\zeta$  de 0,707 para uma resposta transitória ótima e a frequência natural do sistema  $\omega_n$  é ajustada de acordo com o tempo de acomodação  $t_{ss}$  desejado, definida através do critério de 2% de erro para ser atingido o regime permanente.

Assim, os ganhos dos controladores obtidos foram  $K_i = 264,58 \text{ rad}/V s^2$  e  $K_p = 27,35 \text{ rad}/V s$  com  $t_{ss} = 0,4$ .

#### 4.11 COMPENSAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO POR MITIGAÇÃO DE SEQUÊNCIA NEGATIVA

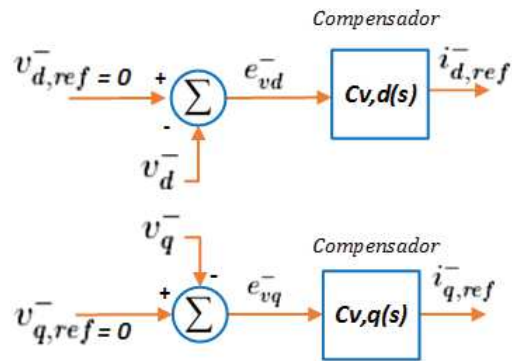
A proliferação de cargas desequilibradas e não lineares nas redes de distribuição resulta em vários problemas de qualidade de energia para a microrrede, uma vez que quando ela está operando de forma isolada, falta o suporte de tensão e frequência da concessionária. Por conseguinte, uma microrrede deve ser capaz de operar sob condições de carga desequilibrada e não linear sem degradação do desempenho (HAN *et al.*, 2016).

Assim, o desequilíbrio de tensão neste trabalho advindo de uma carga com alto grau de desbalanço gera componentes de sequência negativa e zero no PAC e será compensado por meio do controle do conversor fonte de tensão de quatro braços como mostra a Figura 20 vista anteriormente.

Em um primeiro momento será apresentada a técnica empregada para mitigação da tensão de sequência negativa no PAC.

Como visto anteriormente com a Figura 23, utilizou-se a estrutura DSOGI para encontrar as tensões de sequência negativa do PAC. De posse dessas tensões realiza-se o controle de compensação da tensão de sequência negativa no PAC dada pela Figura 41.

Figura 41 – Esquema de compensação de desequilíbrio de tensão por mitigação da tensão de sequência negativa no PAC.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

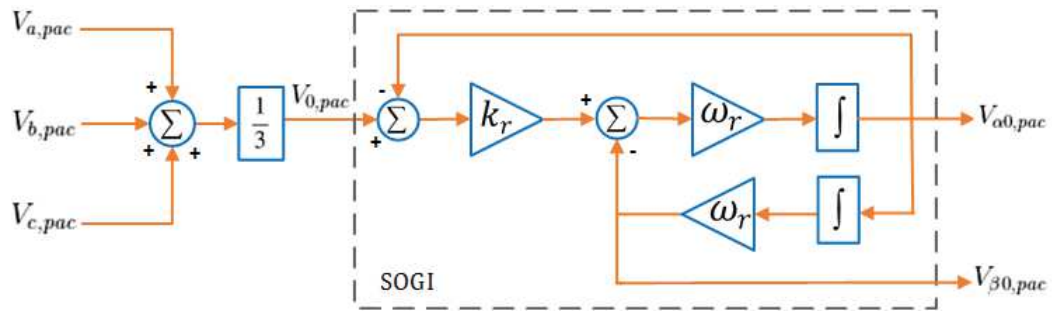
Nessa Figura 41, pode-se observar que para simplificar a estratégia, foram obtidas as tensões de sequência negativa em  $dq$  ( $v_{d,ref}^-$  e  $v_{q,ref}^-$ ) através da estrutura DSOGI supracitada, afim de se poder utilizar apenas um PI como controlador. Como ação de controle essas malhas geram como referência as correntes de sequência negativa em  $dq$ . Essas correntes de sequência negativa são somadas as correntes de sequência positiva e assim aplicadas na malha tradicional de controle do conversor Formador de rede em  $dq$  da Figura 24 supracitada.

#### 4.12 COMPENSAÇÃO DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO POR MITIGAÇÃO DE SEQUÊNCIA ZERO

Como discutido anteriormente nesse trabalho, o quarto braço do VSC trifásico pode ser controlado como um VSC monofásico para sintetizar a corrente de sequência zero para compensar o desequilíbrio de tensão de sequência zero no PAC. No entanto, para se utilizar a estratégia de controle do VSC trifásico para regular a corrente de sequência zero são necessárias algumas modificações no algoritmo apresentado, uma vez que não é possível usar diretamente a transformação do referencial síncrono nessas variáveis. Afim de solucionar essa restrição, um integrador generalizado de segunda ordem (SOGI) e um *buffer* serão empregados para gerar sinais de atraso de deslocamento de 90 graus para a tensão e corrente de sequência zero, respectivamente.

Inicialmente, deve-se obter a tensão de sequência zero, de acordo com a Figura 42: onde que  $k_r$  é o fator de amortecimento do integrador generalizado de segunda ordem e  $\omega_r$  é a frequência de ressonância.

Figura 42 – Circuito SOGI para gerar tensões de seqüência zero em  $\alpha\beta$ .



Fonte: Adaptado de (DUARTE *et al.*, 2020).

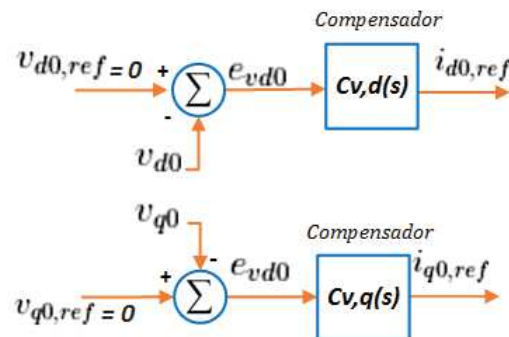
A Figura 42 mostra o diagrama de blocos do algoritmo usado para converter a tensão de seqüência zero no PAC em componentes fictícias nas coordenadas  $\alpha\beta$ . O sinal de saída  $V_{\alpha0,pac}$  rastreia a tensão de seqüência zero instantânea  $V_{0,pac}$  enquanto  $V_{\beta0,pac}$  está defasado de  $V_{\alpha0,pac}$ .

Em (DUARTE *et al.*, 2019) são apresentadas algumas vantagens da utilização do circuito SOGI, destacam-se: o benefício de bloquear os harmônicos da tensão de entrada e a capacidade de ser adaptável à frequência, minimizando o erro de estimativa da tensão de seqüência zero em quadratura.

Com as tensões de seqüência zero nas coordenadas  $\alpha\beta$  obtidas, utilizando a transformada de *Park*, encontram-se as tensões de seqüência zero nos eixos  $dq$ .

A partir disso, pode-se utilizar a metodologia adotada anteriormente na Figura 41 e encontrar as correntes de referência de seqüência zero  $i_{d0,ref}$  e  $i_{q0,ref}$ , como mostra a Figura 43.

Figura 43 – Esquema de compensação de desequilíbrio de tensão por mitigação da tensão de seqüência zero no PAC.

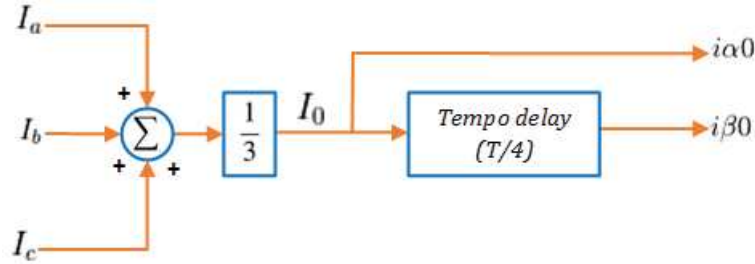


Fonte: Elaborada pela própria autora.

As correntes de seqüência zero nas coordenadas  $\alpha\beta$  são obtidas com um *buffer* de atraso de transporte. Esta escolha se deve ao fato da corrente sintetizada pelo VSC apresentar um comportamento dinâmico mais rápido do que a tensão medida no ponto de

conexão. Assim, a fim de não comprometer a capacidade da malha de controle de corrente de sequência zero de rastrear o sinal de referência, um *buffer* de atraso de transporte é usado para gerar uma componente fictícia  $i_{\beta 0}$  para a corrente de sequência zero  $i_0 = i_{\alpha 0}$  (DUARTE *et al.*, 2020) (DUARTE *et al.*, 2019). A Figura 44 mostra o diagrama de blocos do *buffer* de atraso de transporte empregado, onde  $T = (1/f)$  é o período fundamental da corrente de sequência zero.

Figura 44 – *Buffer* para corrente de sequência zero em  $\alpha\beta$ .

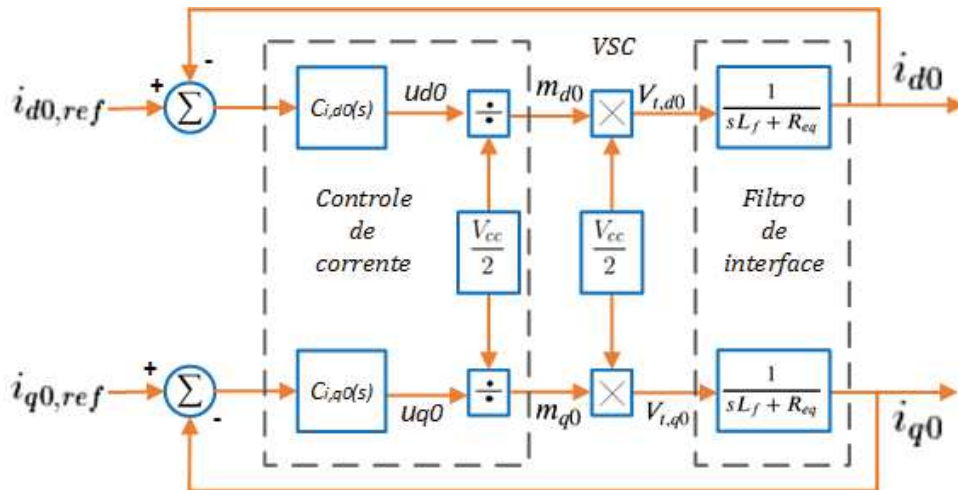


Fonte: Adaptado de (DUARTE *et al.*, 2020).

Com as correntes de sequência zero nas coordenadas  $\alpha\beta$  obtidas, usando a transformada tradicional de *Park*, encontram-se as correntes de sequência zero nos eixos  $dq$ .

Com isso, deve-se implementar uma nova malha de controle de corrente adicional, dedicada à sequência zero, conforme a Figura 45.

Figura 45 – Malha de controle de corrente de sequência zero.



Fonte: Adaptado de (DUARTE *et al.*, 2020).

O controle independente de corrente de sequência zero será baseado em um controlador PI em que seus ganhos foram obtidos através da equação supracitada (4.10).

Ao analisar a Figura 45, deve-se então transformar os sinais indicados como  $m_{d,0}$  e  $m_{q,0}$  para abc (Transformada inversa de *Clarke*), entretanto será utilizada apenas o sinal da fase A, resultando em  $m_0$  (DUARTE *et al.*, 2019).

Assim:

$$m_0 = \cos(\rho)m_{d,0} - \sin(\rho)m_{q,0}, \quad (4.16)$$

onde:  $\rho$  é o ângulo da tensão do PAC rastreado por meio do PLL.

Com isso, a modulante do quarto braço será:

$$m_n = -(m'_a + m'_b + m'_c), \quad (4.17)$$

onde:

$$\begin{cases} m'_a = m_a + m_0. \\ m'_b = m_b + m_0. \\ m'_c = m_c + m_0. \end{cases} \quad (4.18)$$

A partir de  $m_n$  é possível disparar as chaves do quarto braço com o SPWM tradicional.

Por fim, em (DUARTE *et al.*, 2020) (GREGORY; SCOTTI; OLIVEIRA, 2018) exhibe um fator de desequilíbrio de tensão (do inglês, *Voltage Unbalance Factor - VUF*), definido como a razão entre as tensões de sequência positiva e negativa no ponto de acoplamento comum, esse fator foi utilizado neste trabalho para quantificar o desequilíbrio do sistema, dado em %.

#### 4.13 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS

Neste capítulo foram apresentadas a visão geral do sistema em estudo e o sistema fotovoltaico, apresentando a modelagem do painel solar fotovoltaico utilizado e uma descrição sobre a usina solar existente no Laboratório Solar Fotovoltaico da Universidade Federal de Juiz de Fora da UFJF – LabSolar.

Em seguida foram expostas a modelagem da carga desbalanceada utilizada no trabalho baseada na carga do Labsolar e a modelagem do sistema de armazenamento de energia, mostrando os parâmetros utilizados para o projeto do controle do conversor CC-CC bidirecional ligado à bateria.

Foram descritas a metodologia desenvolvida para o controle dos conversores presentes na microrrede implementada.

Posteriormente apresentou-se as duas funcionalidades do conversor multifuncional implementado, que são: detecção da ocorrência de ilhamento a partir do monitoramento do ROCOF induzido pela injeção do sinal SGM e resincronização da microrrede à rede principal após a mesma operar por um tempo isolada.

Nesse capítulo foi abordado ainda o método de compensação de desequilíbrio de tensão implementado neste trabalho. A estratégia utilizada consiste no emprego de um

VSC de quatro braços para compensar o desequilíbrio de tensão de sequência negativa e zero ocasionado por uma carga desequilibrada.

Foi realizada a técnica de controle independente do quarto braço do VSC desenvolvida no referencial  $dq0$  para compensar o desequilíbrio de sequência zero no PAC e ainda foi implementado o controle de sequência negativa em que visa cancelar a componente de sequência negativa da tensão do PAC.

E por fim apresentou-se um fator de desequilíbrio de tensão (VUF), definido como a razão entre as tensões de sequência negativa e positiva no ponto de acoplamento comum (PAC) que será usado no trabalho para quantificar o desequilíbrio do sistema e assim verificar a eficácia do método de mitigação de desequilíbrio proposto no trabalho.



## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesse capítulo serão apresentados os resultados de simulação obtidos por meio do software *Matlab/Simulink*. Foram implementadas funções no sistema como: compensação de desequilíbrio de tensão por mitigação de tensão de sequência negativa e zero no PAC, detecção automática de ocorrência de ilhamento e resincronização com a rede principal.

Como explanado anteriormente, esse trabalho tem como contribuição a implementação de uma microrrede híbrida que opere de forma automática sob condições de desbalanço de cargas, composta por conversores automatizados multifuncionais, mesmo operando em modo conectado ou ilhado.

### 5.1 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA SIMULADO E PARÂMETROS UTILIZADOS

Os parâmetros utilizados para os conversores Supridor de Rede (CSR) e Formador de Rede (CFR) são expostos na Tabela 11. A Tabela 12 apresenta os parâmetros do modelo de rede e do painel fotovoltaico empregado. Assumindo os parâmetros do sistema apresentado na Tabela 11 e 12 e considerando os parâmetros de controle:  $\omega_n = 2.\pi.60 \text{ rad/s}$  e  $\zeta = 0,707$  para projetar os controladores modelados anteriormente, tem-se os valores dos ganhos dos controladores exibidos na Tabela 13.

Tabela 11 – Parâmetros do Sistema.

<b>Parâmetros do Conversor Supridor de Rede</b>	<b>Valores</b>
Capacitor de saída do painel ( $C_{PV}$ )	10 $\mu F$
Capacitor de saída do conversor <i>Boost</i> ( $C_{CC}$ )	6,23 $mF$
Indutor de filtro de saída do VSC ( $L$ )	1,2 $mH$
Resistência de saída do VSC ( $R_{eq}$ )	0,2 $\Omega$
Indutor do conversor <i>Boost</i> ( $L_{PV}$ )	75 $mH$
Resistência do conversor <i>Boost</i> ( $R_b$ )	23,86 $\Omega$
Frequência de comutação do conversor CC-CC <i>Boost</i> ( $f_{sb}$ )	20 $kHz$
Frequência de comutação do conversor CC-CA ( $f_{sup}$ )	20 $kHz$
<b>Parâmetros do Conversor Formador de Rede</b>	<b>Valores</b>
Capacitor do elo CC ( $C_{CC2}$ )	172,41 $\mu F$
Indutor de filtro de saída do VSC ( $L_f$ )	2 $mH$
Resistência de saída do VSC ( $R_{eq,f}$ )	0,1 $\Omega$
Capacitor do filtro do VSC ( $C_f$ )	20 $\mu F$
Frequência de comutação do conversor CC-CA ( $f_{for}$ )	20 $kHz$
Indutor do conversor CC-CC bidirecional ( $L_{bat}$ )	1,02 $mH$
Resistência série do indutor do conversor CC-CC bidirecional ( $R_{bat}$ )	0,3 $\Omega$
Capacitor de entrada do conversor CC-CC bidirecional ( $C_{bat}$ )	517,25 $\mu F$
Tensão da bateria ( $V_{bat}$ )	200 $V$
Frequência de comutação do conversor CC-CC bidirecional ( $f_s$ )	20 $kHz$

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 12 – Parâmetros do painel fotovoltaico *BPSX120* e do modelo da rede.

<b>Parâmetros do modelo PV</b>	<b>Valores</b>
Potência máxima ( $P_{MP}$ )	15 <i>kW</i>
Corrente no Ponto de Máxima Potência ( $I_{MP}$ )	49,84 <i>A</i>
Tensão no Ponto de Máxima Potência ( $V_{MP}$ )	303,3 <i>V</i>
<b>Parâmetros do modelo da rede</b>	<b>Valores</b>
Tensão eficaz da rede ( $V_{rms}$ )	220 <i>V</i>
Frequência Fundamental ( $f$ )	60 <i>Hz</i>
Indutância de linha ( $L_s$ )	0,22 <i>mH</i>
Resistência de linha ( $R_s$ )	0,642 $\Omega$

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 13 – Parâmetros dos controladores

<b>Parâmetros</b>	<b>Valores</b>
Ganho proporcional do PLL ( $K_{p,PLL}$ )	2,96 <i>rad/Vs</i>
Ganho integral do PLL ( $K_{i,PLL}$ )	789,3 <i>rad/Vs<sup>2</sup></i>
Ganho proporcional de corrente do CSR ( $K_{p,i}$ )	2,4 <i>H/s</i>
Ganho integral de corrente do CSR ( $K_{i,i}$ )	400 $\Omega/s$
Ganho proporcional de tensão do CSR ( $K_{p,v}$ )	1,24 <i>A/V</i>
Ganho integral de tensão do CSR ( $K_{p,v}$ )	334 <i>A/Vs</i>
Ganho proporcional do DSOGI-PLL ( $K_{p,ds}$ )	0,32 <i>rad/Vs</i>
Ganho integral do DSOGI-PLL ( $K_{i,ds}$ )	1,6 <i>rad/Vs<sup>2</sup></i>
Ganho proporcional de corrente do CFR ( $K_{p,i,f}$ )	4 <i>H/s</i>
Ganho integral de corrente do CFR ( $K_{i,i,f}$ )	200 $\Omega/s$
Ganho proporcional de tensão do CFR ( $K_{p,v,f}$ )	0,0107 <i>A<sup>-1</sup></i>
Ganho integral de tensão do CFR ( $K_{p,v,f}$ )	2,84 <i>s/A</i>
Ganho proporcional de corrente do conversor bidirecional ( $K_{p,i,CC}$ )	0,102 <i>H/s</i>
Ganho integral de corrente do conversor bidirecional ( $K_{i,i,CC}$ )	30 $\Omega/s$
Ganho proporcional de tensão do conversor bidirecional ( $K_{p,v,CC}$ )	0,07 <i>A<sup>-1</sup></i>
Ganho integral de tensão do conversor bidirecional ( $K_{i,v,CC}$ )	13,8 <i>s/A</i>
Ganho proporcional do controlador de ressinchronismo ( $K_p$ )	27,35 <i>rad/Vs</i>
Ganho integral do do controlador de ressinchronismo ( $K_i$ )	264,58 <i>rad/Vs<sup>2</sup></i>

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Para validação do sistema proposto, simulou-se a microrrede operando sob desbalanço de carga e em três modos de operação: conectado à rede, ilhado e resincronização com a rede principal.

O sistema representado pela Figura 25 foi simulado no *Matlab/Simulink* versão 2018a, com um passo de simulação de  $2 \mu s$  e duração de 1 s.

## 5.2 RESULTADOS GERAIS DE SIMULAÇÃO

Uma lista de ocorrências foi realizada afim de demonstrar a versatilidade da microrrede implementada neste trabalho, conforme a seguir:

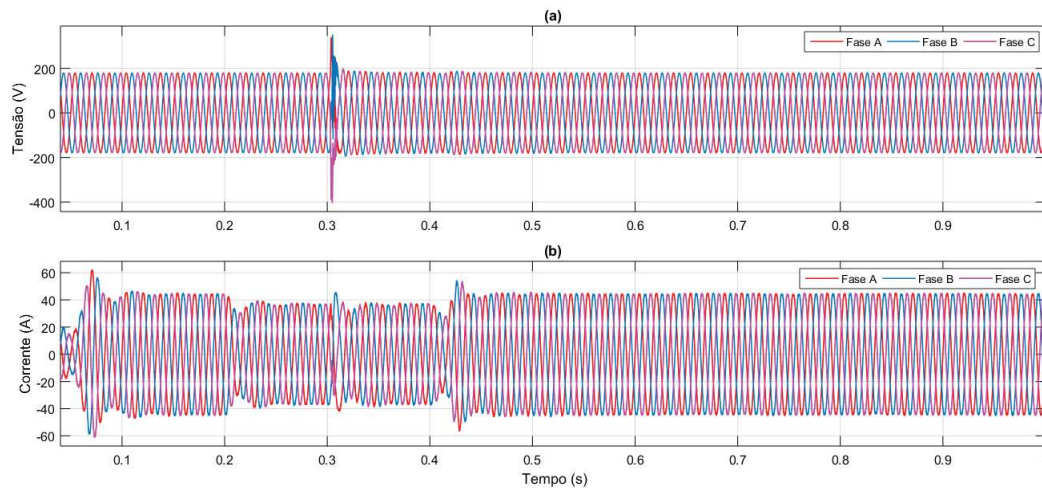
1. Em  $t = 0$  s o sistema opera no modo conectado à rede, com condições padrão de teste do painel solar fotovoltaico,  $1000 W/m^2$  e  $25^\circ C$  e a carga desbalanceada;
2. Em  $t = 0,2$  s ocorre a variação de irradiação solar de  $1000 W/m^2$  para  $800 W/m^2$ ;
3. Em  $t = 0,3$  s ocorre o ilhamento não intencional;
4. Em  $t = 0,4$  s ocorre a variação de irradiação solar de  $800 W/m^2$  para  $1000 W/m^2$ ;
5. Em  $t = 0,5$  s a rede é restabelecida;
6. Em  $t = 0,53$  s é detectado o sincronismo da rede com a microrrede e é feita a reconexão com a rede principal automaticamente, permanecendo até o final da simulação.

As formas de onda de tensão e corrente no lado CA são apresentadas: a Figura 46 exibe tensão e corrente terminal do conversor Supridor de Rede, a Figura 47 mostra tensão e corrente terminal do conversor Formador de rede, a Figura 48 exibe as formas de onda de tensão e corrente da rede principal e a Figura 49 mostra o comportamento da tensão e corrente no ponto de acoplamento comum da microrrede, mostrando em detalhe o instante de  $t = 0,29$  s a  $t = 0,34$  s, afim de observar a transição do modo conectado para o modo ilhado.

Toda a dinâmica de simulação ocorre entre 0 s e 1 s. Pode-se observar uma queda de corrente no conversor supridor de rede, ocorrendo no instante  $t = 0,2$  s, momento em que ocorre a variação de irradiação solar de  $1000 W/m^2$  para  $800 W/m^2$ .

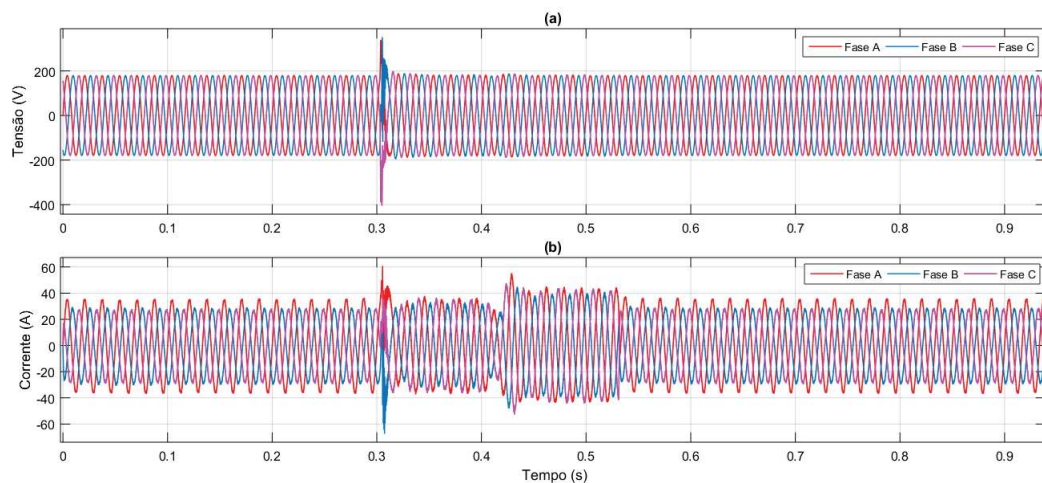
Entre  $t = 0$  s e  $t = 0,3$  s o sistema encontra-se conectado à rede, funcionando apenas no modo supridor. Neste modo, o controle de tensão no barramento CC é realizado pelo conversor CC-CA Supridor de rede e o mesmo controla a potência ativa e reativa no lado CA e o conversor *Boost* realiza o rastreamento do ponto de máxima potência do painel. Observa-se ainda o aumento da amplitude da corrente terminal do Supridor em  $t = 0,4$  s, devido a variação de irradiação solar de  $800 W/m^2$  para  $1000 W/m^2$ .

Figura 46 – Formas de onda: (a) Tensão terminal do CSR (b) Corrente terminal do CSR.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

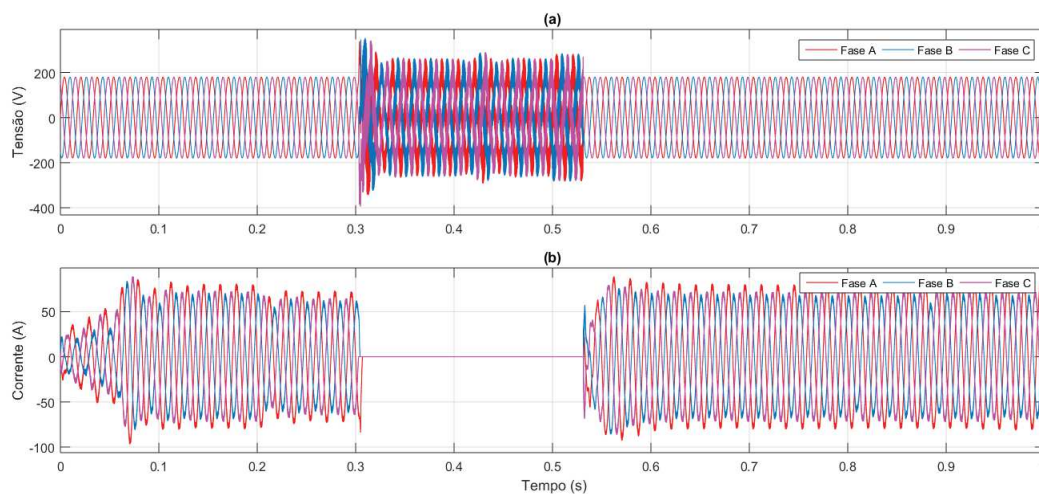
Figura 47 – Formas de onda: (a) Tensão terminal do CFR (b) Corrente terminal do CFR.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

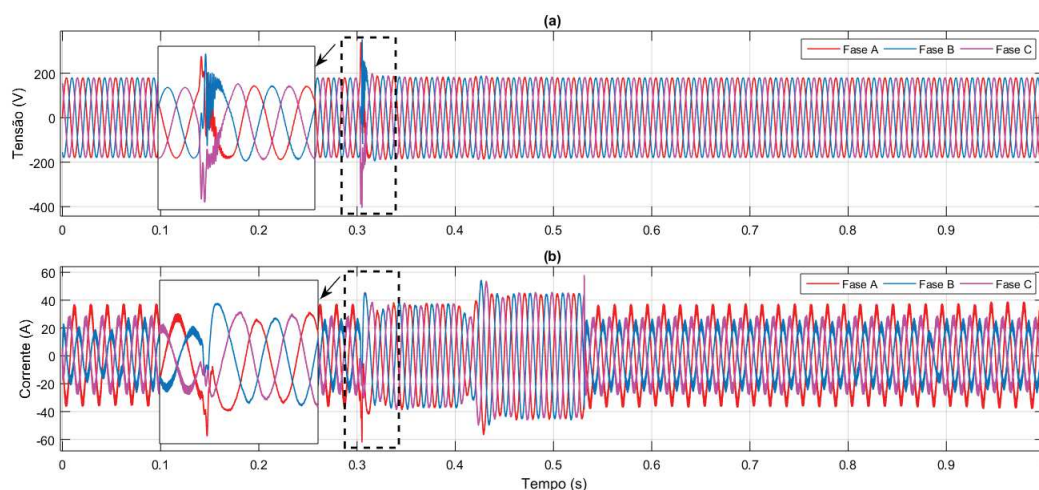
Em  $t = 0,3 \text{ s}$  a chave 3 que conecta a rede à geração distribuída é aberta simulando algum distúrbio ocorrido na rede, incidindo o ilhamento não intencional, abrindo automaticamente as chaves 1 e 2 e o sistema passa a operar no modo isolado, ou seja, o modo de controle do formador de rede é atuado, de forma a manter a tensão nos níveis esperados de amplitude e frequência. A Figura 47 mostra o momento da mudança de operação do inversor para o modo ilhado, através das formas de onda de tensão e corrente em sua saída, nesse modo o Conversor Formador de Rede estabelece em sua saída uma tensão e frequência de referência, mantendo a operação do sistema ilhado. Analisando-a, é possível notar que ocorre uma variação súbita de corrente, decorrente da desconexão da rede, assim como em termos de tensão, no entanto rapidamente volta às condições esperadas de operação. E observa-se ainda o aumento da amplitude da corrente terminal

Figura 48 – Formas de onda: (a) Tensão da rede (b) Corrente da rede.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Figura 49 – Formas de onda: (a) Tensão no PAC (b) Corrente no PAC.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

do conversor Formador de Rede em  $t = 0,4$  s, devido a variação de irradiação solar. Na Figura 48 ainda é possível observar o momento em que o sistema passa a operar no modo isolado, sem a presença da rede, em que a corrente da rede é nula durante o período de  $t = 0,3$  s a  $t = 0,53$  s. E observa-se ainda uma oscilação de tensão da rede durante esse período de ilhamento ocasionada pelo fato do medidor utilizado estar entre as chaves 1 e 3 que estão abertas neste período resultando assim em uma flutuação de tensão vista pelo medidor que pode ser observado na Figura 25.

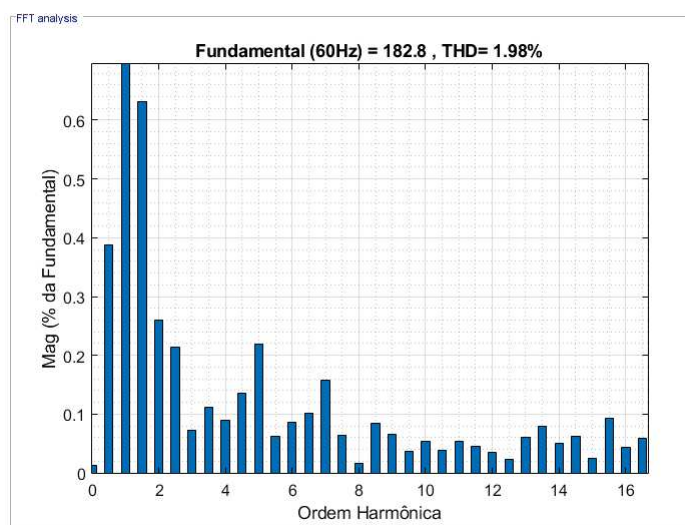
Após o sistema operar por um tempo ilhado, a falha na rede já se extinguiu e seus níveis de tensão e frequência estão normalizados. Portanto em  $t = 0,5$  s a rede principal volta e inicia-se o controle do processo de sincronização e em  $t = 0,53$  s o sistema de controle detecta automaticamente o momento em que ocorre o sincronismo de amplitude e



fase da tensão terminal da microrrede com a rede, fechando assim as chaves que conectam o sistema com a rede principal e a microrrede volta a operar no modo conectado, ou seja, no modo supridor de rede.

Na Figura 50 é apresentado o conteúdo harmônico da tensão terminal do Conversor Formador de Rede com dois ciclos da rede no intervalo de tempo em que o sistema está operando no modo ilhado, ou seja,  $t = 0,3 \text{ s}$  a  $t = 0,53 \text{ s}$ .

Figura 50 – Distorção Harmônica Total na tensão do Conversor Formador de Rede.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

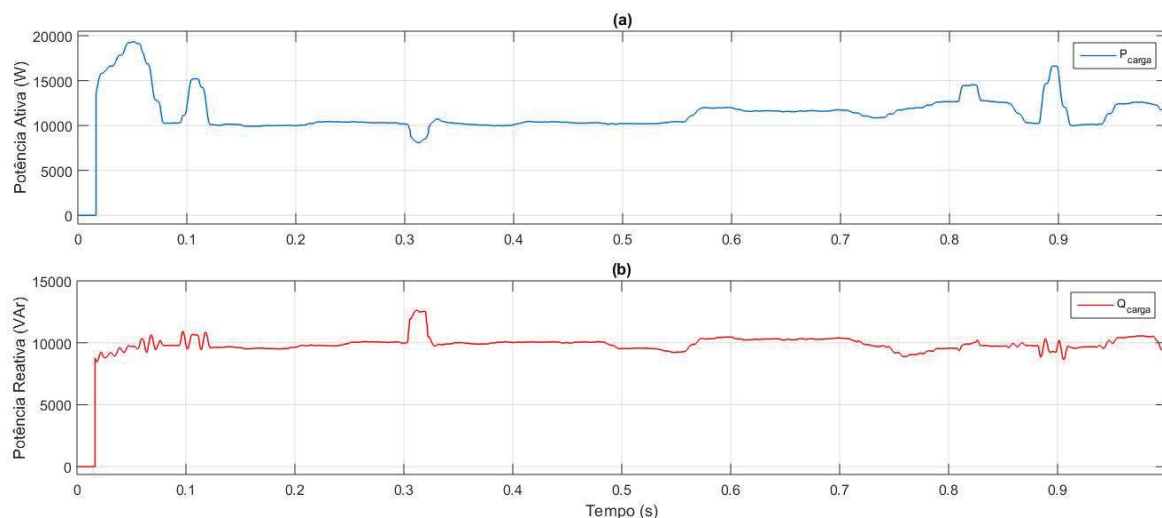
Por meio da Figura 50 observa-se que os valores de distorção harmônica na tensão terminal do conversor Formador de Rede estão com níveis aceitáveis, inferiores ao recomendado pela norma IEEE 519/2014 (IEEE... , 2014).

Como mencionando anteriormente, neste trabalho foi implementado uma carga desequilibrada baseada em medições da carga constituinte do Labsolar. A carga foi caracterizada por uma fonte de corrente controlada e sua ligação com a rede foi feita em estrela com neutro acessível, como representa a Figura 25. O modelo implementado recria as potências ativas e reativas da carga do Labsolar como pode ser visto na Figura 51.

A Figura 52 apresenta as formas de onda da tensão e da corrente no lado CC no conversor Supridor de Rede, nos locais indicados: (a) tensão do barramento CC do conversor supridor de rede e (b) corrente do painel fotovoltaico e (c) variação da irradiação. Pode-se perceber na Figura 52 (a) a variação da amplitude na tensão do barramento CC característica do algoritmo *MPPT* implementado. Neste trabalho, apenas a irradiação solar foi variada, como mostra na Figura 52 (c) e vale ressaltar que a corrente de potência máxima do PV sob o condição de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  e  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  é de aproximadamente  $49 \text{ A}$ .

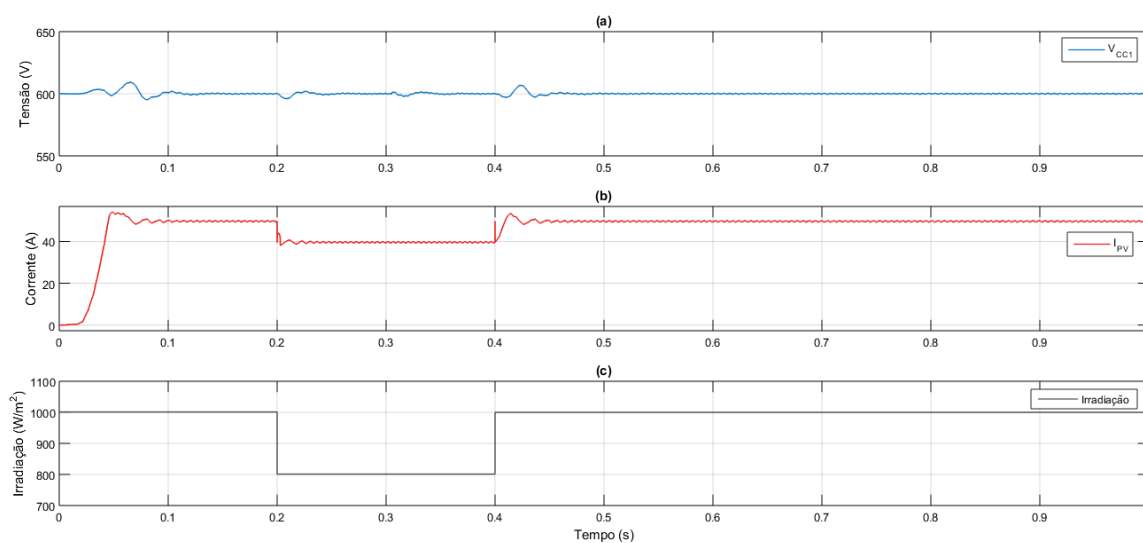
A Figura 53 exibe as formas de onda da tensão e da corrente no lado CC no Conversor Formador de Rede, a partir das formas de ondas expostas é possível observar

Figura 51 – Potência Ativa e Reativa da carga desequilibrada.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Figura 52 – Formas de onda do lado CC: (a) Barramento CC do CSR (b) Corrente do painel fotovoltaico e (c) Irradiação.



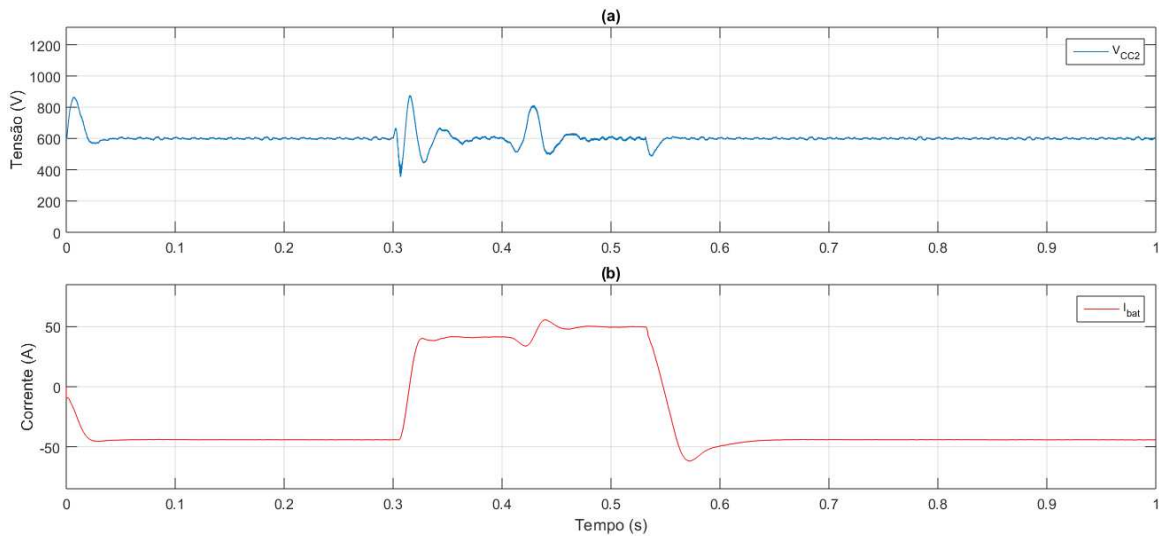
Fonte: Elaborada pela própria autora.

a dinâmica de tensão e corrente nos locais indicados: (a) tensão do barramento CC do conversor formador de rede e (b) as variações na corrente da bateria.

### 5.3 RESULTADOS DE COMPENSAÇÃO DE DESBALANÇO DE TENSÃO

Nesta seção são destacados os resultados obtidos para o modo de compensação de desbalanço de tensão no PAC implementado no trabalho. Será mostrado o intervalo de  $t = 0,3 \text{ s}$  a  $t = 1 \text{ s}$ , referente ao período em que a microrrede trabalha em modo ilhado, ou seja, desconectado da rede principal.

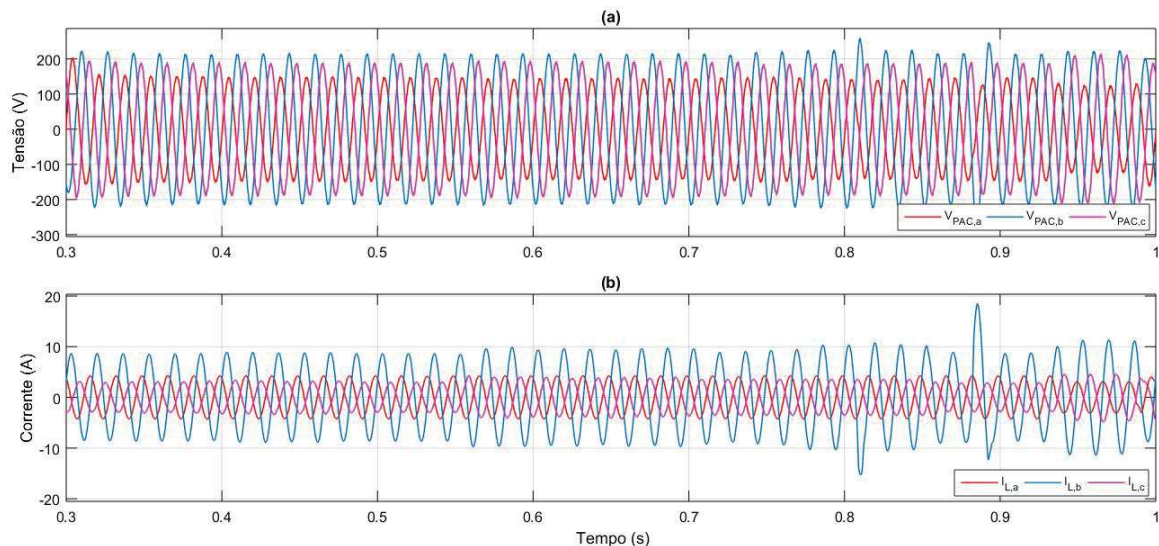
Figura 53 – Formas de onda do lado CC: (a) Barramento CC do CFR e (b) corrente da bateria.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

A Figura 54 apresenta as formas de onda antes da compensação de desbalanço: (a) tensão no ponto de acoplamento comum e (b) a corrente da carga desbalanceada.

Figura 54 – Formas de onda: (a) Tensão trifásica no PAC (b) corrente trifásica da carga.

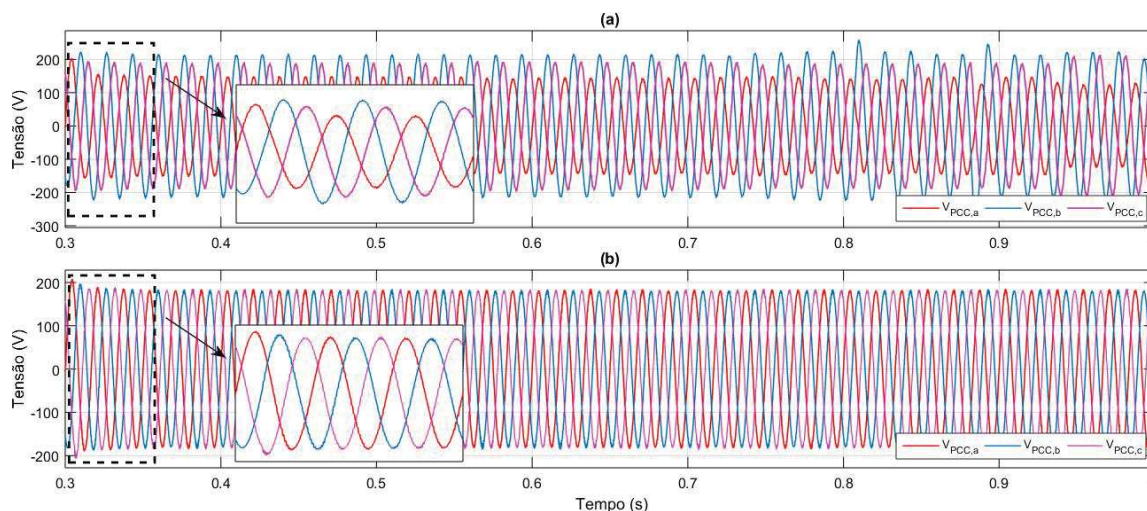


Fonte: Elaborada pela própria autora.

Na Figura 55 mostra um comparativo das formas de onda de tensão no ponto de acoplamento comum sem (Figura 55 (a)) e com (Figura 55 (b)) compensação de desbalanço de tensão implementada respectivamente. E em detalhe é mostrado o instante de  $t = 0,3 s$  a  $t = 0,35 s$ . Por meio da Figura 55 (b), observa-se que o controle do inversor de 4 braços implementado consegue compensar as tensões desequilibradas no PAC, resultando em formas de ondas de tensão equilibradas.



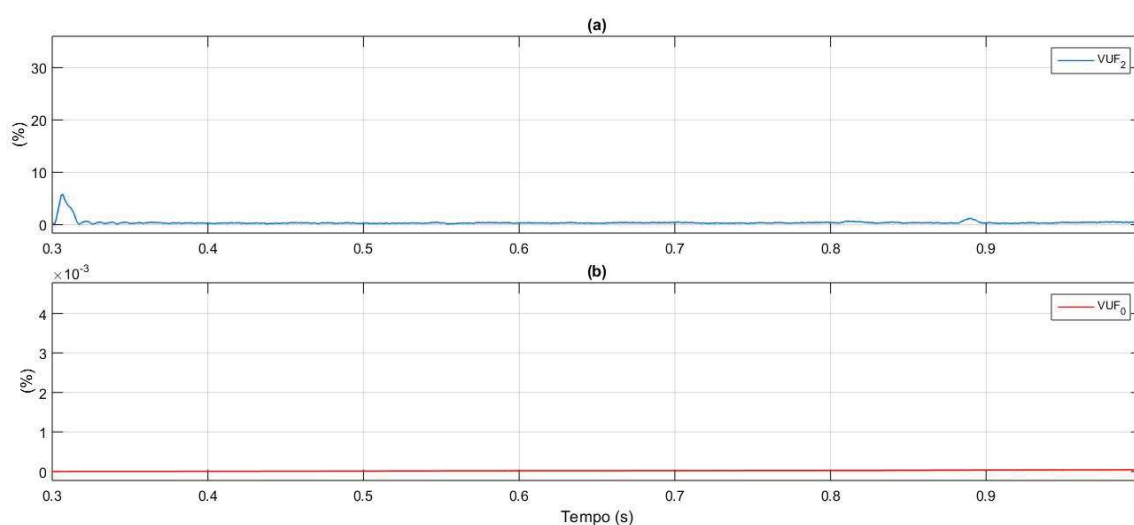
Figura 55 – Formas de onda: (a) Tensão trifásica no PAC sem compensação (b) Tensão trifásica no PAC com compensação.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

O fator de desequilíbrio de tensão (do inglês, *Voltage Unbalance Factor - VUF*) é definido como a razão entre as tensões de sequência positiva e negativa no ponto de acoplamento comum, esse fator é utilizado para quantificar o desequilíbrio do sistema, dado em % (DUARTE *et al.*, 2020). Assim, como o desequilíbrio de tensão no PAC é totalmente compensado, os índices VUFs estão próximos de zero, como exposto na Figura 56.

Figura 56 – Formas de onda: (a) Fator de desequilíbrio de tensão de sequência negativa (b) Fator de desequilíbrio de tensão de sequência zero.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

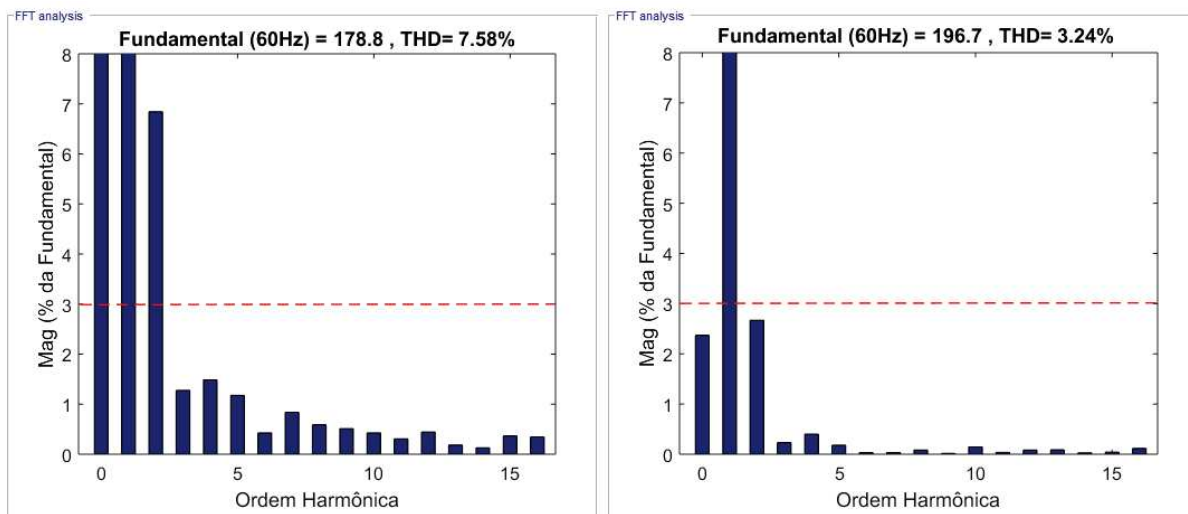
Destaca-se ainda que os resultados foram apresentados quando a microrrede opera em modo desconectado pelo fato que no modo conectado este desequilíbrio ser menos

preocupante, já que neste modo possui o suporte de tensão e frequência da rede. E no modo isolado os efeitos de cargas desequilibradas são mais sentidos, visto que não possui esse suporte da rede.

Por fim, como forma de quantificar a compensação implementada, é apresentado na Figura 57 o conteúdo harmônico da tensão no ponto de acoplamento comum (a) antes e (b) depois da compensação, respectivamente. Destaca-se que a linha tracejada em vermelho mostra o limite de Distorção Harmônica individual na tensão do PAC recomendado pela norma IEEE 519/2014.

Vale ressaltar que as normas relativas a qualidade de energia elétrica - QEE são impostas apenas para sistemas conectados à rede, não havendo recomendações específicas quando se trata de sistemas ilhados.

Figura 57 – Distorção Harmônica Total na tensão do PAC (a) Conteúdo harmônico sem compensação (b) Conteúdo harmônico com compensação.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Dessa forma, por meio da Figura 57 o desempenho do controle implementado para compensação de desbalanço de tensão é verificado, tendo seus valores dentro dos limites indicados pela norma, uma vez que a norma IEEE 519/2014 - recomenda como aceitáveis níveis de distorção harmônica de tensão, no ponto de acoplamento comum - PAC, inferiores a 3% quando se trata de distorção individual, sendo que a distorção harmônica total não pode ultrapassar 5% (IEEE... , 2014).

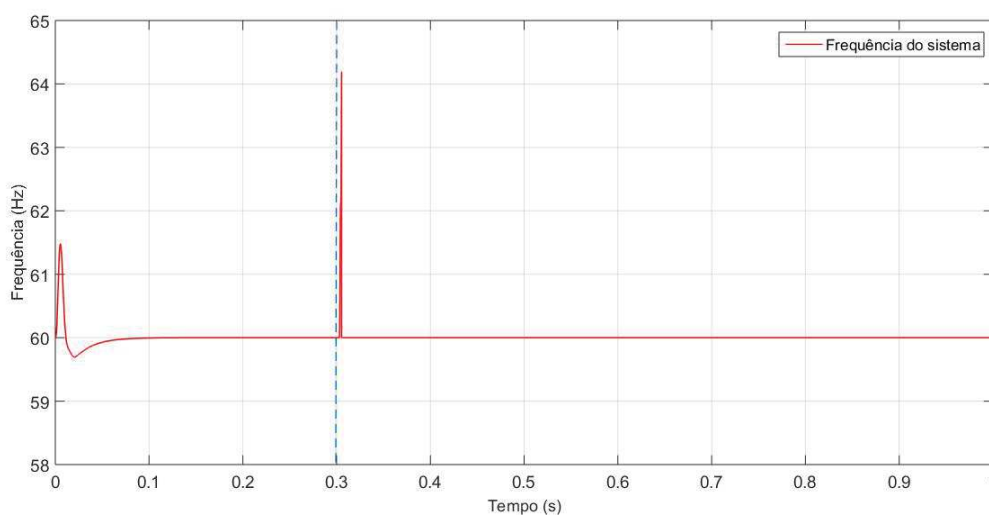
#### 5.4 RESULTADOS DE DETECÇÃO DA OCORRÊNCIA DE ILHAMENTO E RES-SINCRONIZAÇÃO DA REDE

Nessa seção serão abordados os resultados dos métodos utilizados para detecção de ilhamento e ressinchronização da microrrede utilizados neste trabalho.

Como abordado anteriormente, a metodologia proposta para detecção de ilhamento consiste na injeção de pequenos sinais, no formato SGM afim de provocar oscilações no desbalanço de potência ativa do sistema acarretando em uma elevação da taxa de variação da frequência. Assim será induzido a atuação de um relé de ROCOF caso ocorra um ilhamento.

Em  $t = 0,3 \text{ s}$  a chave que conecta a rede é aberta, portanto, ocorre o aumento do desbalanço entre a potência ativa gerada e consumida, pelo fato da perda da potência proveniente da rede principal. Esse desbalanço gera transitórios no sistema ilhado afetando a frequência do mesmo, fazendo com que ela varie a uma certa taxa por segundo, como mostrado na Figura 58. A técnica ROCOF utiliza essa variação de frequência para identificar antecipadamente a ocorrência do ilhamento garantindo o adequado funcionamento da técnica.

Figura 58 – Frequência do sistema.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

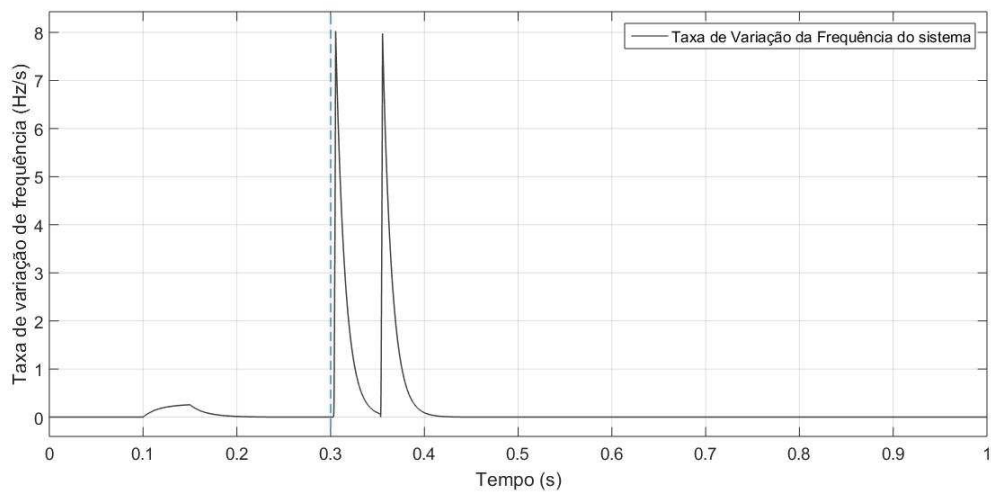
A Figura 58 mostra ainda o momento em que a rede é desconectada, representado pela linha pontilhada em azul.

Como já mencionado, para essa dissertação foram implementados dois métodos de detecção de ilhamento. O primeiro método é utilizado para casos mais difíceis de detectar, em que o desbalanço de potência é pequeno e a variação de frequência é baixa (casos em que a demanda está muito próxima da geração). Nesses casos se a taxa de variação de frequência ultrapassar duas vezes o valor de um limiar da taxa de variação de frequência estabelecido  $\beta = 0,8 \text{ Hz/s}$ , é ativado a proteção de ilhamento. O segundo método implementado é utilizado para casos em que a frequência varia bruscamente, em sistemas em que o desbalanço de potência é alto, foi estabelecido um limiar  $\beta = 8 \text{ Hz/s}$  e a detecção ocorre quase que instantaneamente e não é necessário comparar o sinal mais

de uma vez. Dessa forma, se a cada injeção do SGM, a taxa de variação de frequência ultrapassar o valor de um limiar estabelecido é ativada a proteção de ilhamento e a microrrede é desconectada automaticamente por uma segunda chave de proteção adjacente a microrrede mostrada na Figura 25.

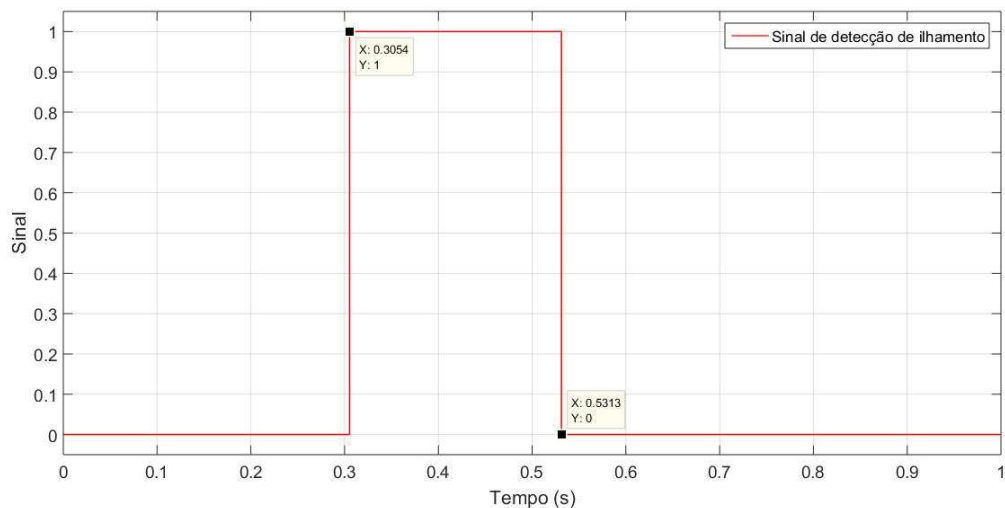
Como pode ser visto na Figura 59, no momento em que a rede é desconectada, a taxa de variação de frequência ultrapassou o limiar estabelecido de 8 Hz/s, fazendo o relé de ROCOF atuar quase instantaneamente, como pode ser visto na Figura 60 pelo sinal de detecção de ocorrência de ilhamento.

Figura 59 – ROCOF induzido pelo SGM.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Figura 60 – Sinal de detecção de ilhamento.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Na Figura 60 observa-se que o relé de ROCOF detecta a ausência da rede em  $t = 0,3054$  s, cerca de 5,4 ms após o ilhamento e a microrrede é reconectada em  $t = 0,5313$  s, momento esse em que é detectado que as tensões da microrrede e da rede principal estão com a mesma amplitude, frequência e fase através do controle de ressinchronismo implementado, que será visto em seguida nessa seção.

Existem alguns requisitos e normas que devem ser cumpridos para testes e conexão de sistemas de geração distribuída à rede elétrica de distribuição. Como supracitado, neste trabalho foram adotadas as recomendações da IEEE-Std.929 (2000), IEEE Std 1547-2003 e as diretrizes da Prodist relacionada à QEE, operação e segurança do sistema.

Isto posto, segundo (PRODIST, 2010) o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Quando da ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração. Caso não volte a faixa de operação normal, deve-se desconectar o sistema de geração distribuída - SGD a fim de manter a qualidade e segurança da rede.

Deste modo, a micro geração deve desconectar-se e interromper a injeção de energia na rede elétrica da concessionária em até 2 segundos caso haja interrupção no fornecimento de energia (IEEE. . . , 2014) (PRODIST, 2010). Portanto as recomendações foram atendidas, como visto por meio dos resultados apresentados.

Em um segundo momento, após ser cessado o distúrbio que causou o ilhamento, surge a questão de reconexão da microrrede à rede principal, pois é imprescindível ressinchronizar os dois subsistemas. Essa ocasião se torna mais crítica caso existam cargas sensíveis ou de precisão, em que distúrbios severos na rede podem afetar seu funcionamento, sendo este um assunto pouco abordado na literatura.

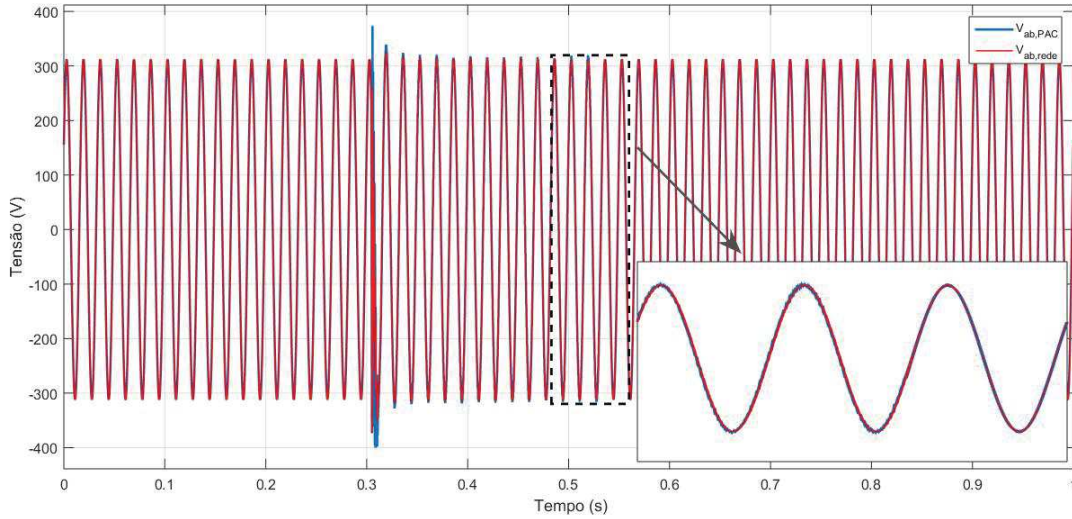
Diante disso, foi implementado neste trabalho um algoritmo de sincronização suave para a reconexão de microrredes ilhadas. O objetivo principal do algoritmo foi o de permitir o processo de ressinchronização de forma controlada, onde o parâmetro de limitação de derivada estabelece um limite na variação de fase e frequência das tensões ao longo do tempo.

É indispensável que as tensões em ambos os terminais possuam valores próximos de frequência, amplitude e fase antes da reconexão segundo a norma IEEE Std 1547-2003 (IEEE. . . , 2003), conforme exibido anteriormente.

Assim, após o sistema operar por um tempo no modo ilhado, um sinal de habilitação é dado ao controle para iniciar o processo de ressinchronização no instante de 0,5 s de simulação. A malha de controle passa a operar de forma a deixar a tensão no PAC em

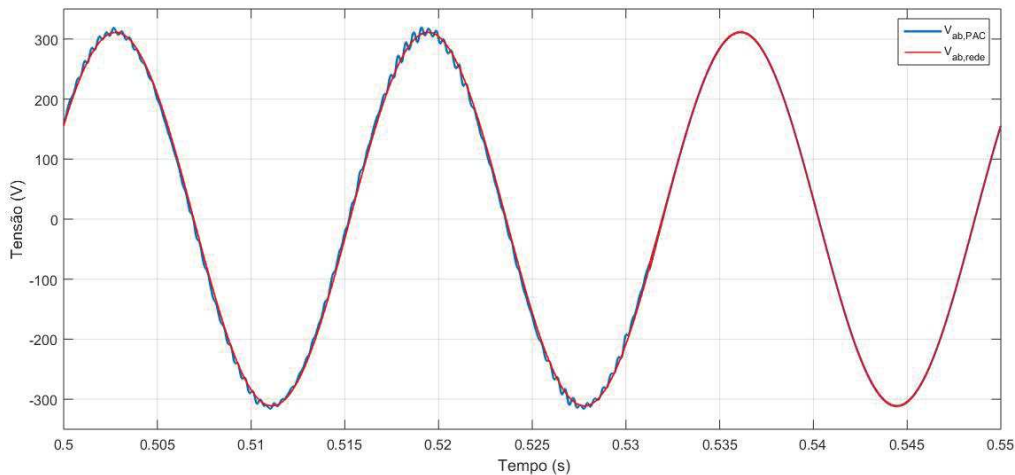
fase com a tensão da rede, como mostra a Figura 61, onde são exibidos as tensões de linha  $V_{ab,PAC}$  da microrrede e  $V_{ab,rede}$  da rede principal. E na Figura 62 mostra o instante de 0,5 a 0,55 s afim de mostrar em detalhe o processo de sincronização.

Figura 61 – Comparação da tensão de linha  $V_{ab}$  no PAC e na rede.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Figura 62 – Comparação em detalhe no instante  $t = 0,5 s$  a  $t = 0,55 s$  da tensão de linha  $V_{ab}$  no PAC e na rede.

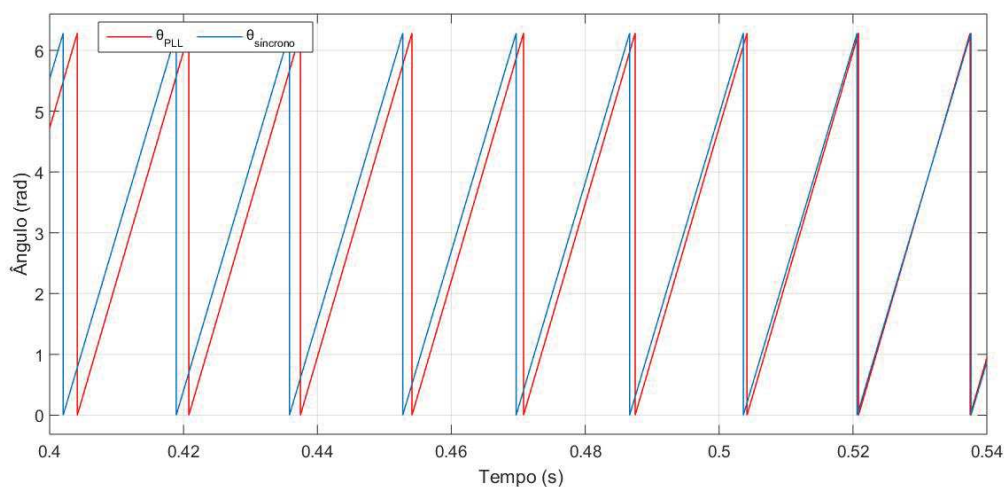


Fonte: Elaborada pela própria autora.

A Figura 63 apresenta a comparação dos ângulos  $\theta_{PLL}$  e  $\theta_{sincrono}$  em que a malha de controle implementada tem a função de aproximar esses ângulos até que a tolerância estabelecida seja atingida, caso seja atingida, o ângulo de saída é igualado ao ângulo  $\theta_{PLL}$  finalizando o processo, senão for atingida o ângulo de saída é igualado ao  $\theta_{sincrono}$  e o processo continua.



Figura 63 – Comparação do ângulo elétrico da rede com o ângulo elétrico do algoritmo PLL do controle implementado.



Fonte: Elaborada pela própria autora.

Portanto, analisando as Figuras 62 e 63, conclui-se que o processo ocorre como almejado, onde inicialmente as tensões apresentam-se defasadas e em  $t = 0,5313 \text{ s}$  as tensões da microrrede e da rede principal estão com a mesma amplitude, frequência e fase, habilitando o fechamento da chave automaticamente a partir de um sinal enviado a microrrede e finalizando o processo de ressinchronismo. Vale ressaltar que esse instante é exposto também na Figura 60 vista anteriormente.

A suavidade é caracterizada pela variação lenta de frequência durante o processo, sendo essa obtida pelo uso de um limitador de derivada de  $0,1 \text{ rad/s}$  para  $\frac{d\Delta\theta}{dt}$ .

Na Figura 5.14 pode-se perceber que a microrrede mantém sua operação normalmente após a reconexão que ocorre em  $0,53 \text{ s}$  e o processo de ressinchronismo causou um distúrbio imperceptível, estando de acordo com o estabelecido pela norma, que recomenda uma perturbação máxima de tensão de  $5\%$  durante o processo (IEEE... , 2003).

## 5.5 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS

Neste Capítulo foram abordados os resultados obtidos com o sistema (i) resultados gerais, afim de demonstrar a versatilidade da microrrede implementada neste trabalho (ii) resultados de compensação de desbalanço de tensão, com a finalidade de validar a técnica implementada e por fim foram apresentados os (iii) resultados de detecção da ocorrência de ilhamento e ressinchronização da rede, com o intuito de mostrar as funções automatizadas implementadas na microrrede.





## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O principal objetivo desse trabalho foi o dimensionamento e simulação de uma microrrede híbrida operando com controle automatizado, considerando equipamentos existentes Laboratório Solar Fotovoltaico da Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF – LabSolar. A microrrede contém fontes renováveis, conversores estáticos CC-CC e CC-CA, um sistema de armazenamento de energia e operando com desbalanço de carga advinda da carga desequilibrada implementada baseada na carga constituinte do LabSolar.

O projeto ainda propõe que a microrrede opere de forma autônoma, ou seja, trabalhe conectada a rede elétrica e caso ocorra alguma falha na rede, ela seja capaz de detectar o ilhamento e desconectar-se, e posteriormente quando cessado o “defeito” que causou o ilhamento é realizado o ressincronismo e a reconexão do sistema com a rede principal.

Foram descritas a modelagem e controle dos conversores presentes na microrrede implementada, sendo estes: um conversor de dois estágios, composto por um conversor CC-CC *Boost* utilizado para controlar a corrente do conjunto do painel fotovoltaico próximo ao ponto de máxima potência. O segundo estágio o conversor CC-CA fonte de tensão (VSC) de interface com a rede elétrica, denominado Supridor de Rede, responsável por injetar a potência ativa disponível na microrrede. E o conversor Formador de Rede, esse será responsável por manter a tensão e a frequência no momento em que a microrrede encontra-se ilhada, ou seja, sem presença de rede, sendo este um VSC de quatro braços, empregado para realizar a compensação de desbalanço de tensão advinda da carga desequilibrada presente no trabalho. O inversor trifásico foi controlado para sintetizar as correntes de sequência positiva e negativa para regular a tensão de sequência positiva e compensar a tensão de sequência negativa no PAC e a quarta perna do inversor trifásico é controlado como um VSC monofásico para sintetizar a corrente de sequência zero para compensar o desequilíbrio de tensão de sequência zero no PAC respectivamente.

Para a operação segura do sistema de geração fotovoltaico em paralelo com a rede elétrica são utilizados circuitos de sincronismo (PLL), neste trabalho foi utilizado o circuito de sincronismo baseado no integrador generalizado de segunda ordem (SOGI), este circuito se mostrou bastante eficiente para detecção de frequência e fase da rede CA além de apresentar um comportamento robusto frente a desequilíbrios de tensão, possibilitando a extração das componentes de sequência positiva e negativa das tensões da rede, e essas foram utilizadas para a implementação do controle de compensação de desbalanço de tensão.

Também foram apresentadas as duas funcionalidades implementadas no conversor multifuncional deste trabalho, que são: detecção da ocorrência de ilhamento a partir do monitoramento do ROCOF induzido pela injeção do sinal SGM e ressincronização suave da microrrede à rede principal após a mesma operar por um tempo isolada.

No que tange os resultados obtidos por meio de simulações no software *Matlab/Simulink*, mostrou-se o desempenho das estratégias de controle adotadas, demonstrando as vantagens em se utilizar o inversor multifuncional para mitigação de alguns impactos causados pela alta penetração de geração fotovoltaica em sistemas de GD.

Ao analisar os resultados, o desempenho do controle implementado para compensação de desbalanço de tensão é verificado, reduzindo o fator de desequilíbrio de tensão (VUF) para zero, mostrando que o desequilíbrio de tensão no PAC é compensado, mantendo a tensão de saída no PAC equilibrada e ainda como consequência do controle implementado, observou-se a redução da taxa de distorção harmônica total na tensão no PAC de 7,58% para 3,24%, tendo seus valores dentro dos limites indicados pela norma IEEE 519/2014, que recomenda como aceitáveis níveis de distorção harmônica total de tensão, no ponto de acoplamento comum - PAC, inferiores a 5%.

Os algoritmos de detecção da ocorrência de ilhamento e de sincronização suave para a reconexão de microrredes ilhadas apresentaram-se eficientes, detectando uma condição de ilhamento em 5,4 ms e realizando o processo de reconexão da microrrede de forma suave, estando de acordo com o estabelecido pela norma IEEE Std 1547-2003 que recomenda uma perturbação máxima de tensão de 5% durante o processo e ainda observou-se que as tensões da microrrede e da rede principal ficaram com amplitude, frequência e fase dentro dos respectivos limites estipulados por norma antes de efetuar a reconexão.

O conversor Formador de Rede demonstrou-se ser capaz de exercer funções simultâneas e de forma automática, sendo um equipamento chave em aplicações de microrredes.

Para a efetivação do trabalho proposto deparou-se com algumas dificuldades, no que tange a operação do conversor multifuncional VSC de 4 braços operando como Formador de Rede não foram encontrados resultados na literatura. A implementação se deu com base em artigos com temas correlatos. E o mesmo ocorreu com a implementação do resincronismo da microrrede com a rede principal, por se tratar de uma metodologia ainda pouco explorada na literatura.

E ainda houve dificuldades devido a pandemia do COVID-19, pois inicialmente as simulações do sistema proposto neste trabalho seriam realizadas em tempo real no LABSIM (Laboratório de Simulações Multiplataforma) da UFJF, com a utilização do RTDS (*Real Time Digital Simulator*) e do dSPACE (*Digital Signal Processing and Control Engineering*) em uma simulação HIL (*Hardware In the Loop*), que permitiria emular o sistema com maior realidade e proporcionaria uma aproximação para uma futura implementação prática. Dessa forma, a proposta inicial foi alterada e a implementação foi realizada no software *Matlab/Simulink*, o que necessitou um esforço computacional elevado, exigindo uma redução no tempo de simulação.

## 6.1 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS

Como temas para futuros desdobramentos deste trabalho de pesquisa são sugeridos:

- i.* Avaliar o desempenho do controle de desbalanço de tensão na presença de harmônicos causados por cargas não lineares;
- ii.* Simular o sistema microrrede com controle HIL utilizando RTDS e dSPACE, permitindo emular o sistema com maior realidade;
- iii.* Implementação prática do sistema utilizando o Laboratório Solar Fotovoltaico da UFJF – LabSolar para a obtenção de resultados experimentais que confirmem os resultados de simulação obtidos neste trabalho.



## REFERÊNCIAS

- ABOELSAUD, R.; IBRAHIM, A.; GARGANEEV, A. G. Review of three-phase inverters control for unbalanced load compensation. **International Journal of Power Electronics and Drive Systems**, IJPEDS, v. 10, n. 1, p. 242–255, 2019.
- ALMEIDA, P. M. de. **Modelagem e controle de conversores estáticos fonte de tensão utilizados em sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, 2011.
- ALVES, A. G. P. **Controle e Ressincronização de uma Microrrede Ilhada com Validação de Protótipo em escala reduzida**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro UFJF, 2018.
- ALVES, A. G. P.; DIAS, R. F. d. S.; ROLIM, L. G. B. Smooth synchronization method for the reconnection of islanded microgrids. **2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, IEEE, p. 1–6, 2018.
- ANAND, S.; FERNANDES, B. G. Optimal voltage level for dc microgrids. **36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2010**, p. 3034–3039, 2010.
- ANEEL. **ANEEL aprova Chamada Pública da Copel (PR) para criação de microrredes**. 2020. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-aprova-chamada-publica-da-copel-pr-para-criacao-de-microrredes/656877/Acessoem:23Novembro2020](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-aprova-chamada-publica-da-copel-pr-para-criacao-de-microrredes/656877/Acessoem:23Novembro2020).
- ANTUNES, H. M. A. **Conversor multifuncional reconfigurável e tolerantes a falhas para microrredes de energia elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais UFMG, 2018.
- ARCHETTI, J. A. G. **Estudo e regulação dos níveis de tensão em sistemas de distribuição com alta penetração de renováveis utilizando simulações em tempo real**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, 2019.
- ATALLAH, A.; ABDELAZIZ, A.; JUMAAH, R. Implementation of perturb and observe mppt of pv system with direct control method using buck and buck-boost converters. **Emerging Trends in Electrical, Electronics Instrumentation Engineering: An international Journal (EEIEJ)**, v. 1, p. 1–14, 2014.
- AZEVEDO, G. M. S.; CAVALCANTI, M. C.; NEVES, F. A. S.; LIMONGI, L. R.; BRADASCHIA, F. A control of microgrid power converter with smooth transient response during the change of connection mode. In: IEEE. **Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)**. [S.l.], 2013. p. 1008–1015.
- BARBI, I. **Eletrônica de Potência: Projetos de fontes chaveadas**. [S.l.]: Edição do Autor, 2001.
- BARBI, I. **Modelagem de conversores CC-CC empregando modelo médio em espaço de estados**. [S.l.]: Edição do autor, Florianópolis, 2014.

BARBOSA, P. S. S.; MONTEIRO, M. V. C.; DOHLER, J. S.; FERREIRA, A.; OLIVEIRA, J. G. de. Dimensioning and development of an ac microgrid in the ufjf campus. **2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)**, IEEE, p. 1–6, 2019.

BERKELEY, L. E. **Microgrids at Berkeley Lab: Grid Integration Group - Energy Storage and Distributed Resources Division**. 2019. Disponível em: <https://building-microgrid.lbl.gov/> Acesso em: 21 mar. 2020.

BHASKARA, S. N.; CHOWDHURY, B. H. Microgrids — a review of modeling, control, protection, simulation and future potential. In: IEEE. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.], 2012. p. 1–7.

CARNEIRO, A. V. **Projeto, desenvolvimento e implementação de microrrede em campus universitário com tecnologia solar fotovoltaica e de armazenamento**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Ceará - UFC, 2017.

CASARO, M. M.; MARTINS, D. C. Modelo de arranjo fotovoltaico destinado a análises em eletrônica de potência via simulação. **Revista Eletrônica de Potência Sociedade Brasileira de Eletrônica de Potência (SOBRAEP)**, v. 13, n. 3, p. 141–146, 2008.

CHAKRABORTY, S.; SIMÕES, M. G. Fuzzy artmap based forecast of renewable generation for a high frequency ac microgrid. **31st Annual Conference of IEEE, IECON**, p. 762–767, 2015.

CHENG, P.-T.; CHEN, C.-A.; LEE, T.-L.; KUO, S.-Y. A cooperative imbalance compensation method for distributed-generation interface converters. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 45, p. 805–815, 2009.

CHIANG, W.-J.; JOU, H.-L.; WU, J.-C. Maximum power point tracking method for the voltage-mode grid-connected inverter of photovoltaic generation system. **International Conference Sustainable Energy Technologies (ICSET)**, IEEE, p. 1–6, 2008.

DOSCIATTI, D. **Estudo de um Conversor CC-CC Bidirecional em corrente aplicado à baterias**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC.

DUARTE, S. N.; GHETTI, F. T.; ALMEIDA, P. M. de; BARBOSA, P. G. Zero-sequence voltage compensation of a distribution network through a four-wire modular multilevel static synchronous compensator. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, Elsevier, v. 109, p. 57–72, 2019.

DUARTE, S. N.; SOUZA, B. C.; ALMEIDA, P. M.; ARAUJO, L. R.; BARBOSA, P. G. Control algorithm for dstatcom to compensate consumer-generated negative and zero sequence voltage unbalance. **International Journal Of Electrical Power Energy Systems**, ELSEVIER, v. 120, p. 1–14, 2020.

EID, B. M.; RAHIM, N. A.; SELVARAJ, J.; KHATEB, A. H. E. Control methods and objectives for electronically coupled distributed energy resources in microgrids: A review. **IEEE Systems Journal**, IEEE, v. 10, n. 2, p. 446–458, 2016.

EPE, E. D. P. E. B. **Balanco Energético Nacional de 2019: Relatório Síntese do Balanco Energético Nacional 2019 - Ano base de 2018**. 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>. Acesso em: 23 mar. 2020.

FALCÃO, D. M. Smart grid e microrredes: o futuro já é presente. **VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos – SIMPASE, Rio de Janeiro, Brasil, 2009**.

FARROKHABADI, M.; CAÑIZARES, C. A.; SIMPSON-PORCO, J. W.; NASR, E.; FAN, L.; MENDOZA-ARAYA, P. A.; TONKOSKI, R.; TAMRAKAR, U.; HATZIARGYRIOU, N.; LAGOS, D.; WIES, R. W.; PAOLONE, M.; LISERRE, M.; MEEGAHAPOLA, L.; KABALAN, M.; HAJIMIRAGHA, A. H.; PERALTA, D.; ELIZONDO, M. A.; SCHNEIDER, K. P.; TUFFNER, F. K.; REILLY, J. Microgrid stability definitions, analysis, and examples. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 35, n. 1, p. 13–29, Jan 2020.

FERREIRA, D. d. A. **Detecção de Ilhamento a partir da injeção de pequenos sinais através do inversor presente no gerador distribuído**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora UFJF, 2019.

FLUKE. **FLUKE PowerLog 430-II Advanced Software Version 5.6**. 2018. Disponível em: <http://dam-assets.fluke.com/s3fs-public/PL56readme.pdf>-Acessoem: 20Outubro2020.

GIRIANTARI IDA A.D.AND MEDINA, I. A. I. R.; SUKERAYASA, I. W. Performance evaluation of roof top smart microgrid at udayana university. In: IEEE. **International Conference on Smart Green Technology in Electrical and Information Systems (ICSGTEIS)**. [S.l.], 2018. p. 196–199.

GONZATTI, R. B.; FERREIRA, S. C.; SILVA, C. H. da; PEREIRA, R. R.; SILVA, L. E. B. da; LAMBERT-TORRES, G.; PEREIRA, R. M. R. Implementation of a grid-forming converter based on modified synchronous reference frame. **IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**, IEEE, p. 2116–2121, 2014.

GREGORY, R. C. F.; SCOTTI, T. M.; OLIVEIRA, J. C. de. Performance evaluation of unbalance sharing responsibility procedures. **2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, IEEE, p. 1–6, 2018.

GRUNOW, P.; LUST, S.; SAUTER, D.; HOFFMANN, V.; BENEKING, C.; LITZENBURGER, B.; PODLOWSKI, L. Weak light performance and annual yields of pv modules and systems as a result of the basic parameter set of industrial solar cells. **Proc. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conf.**, p. 2190–2193, 2004.

GUERRERO, J. Connecting renewable energy sources into the smartgrid. **IEEE International Symposium on Industrial Electronics**, IEEE, p. 2400–2566, 2011.

GUERRERO, J. M.; BLAABJERG, F.; ZHELEV, T.; HEMMES, K.; MONMASSON, E.; JEMEI, S.; COMECH, M. P.; GRANADINO, R.; FRAU, J. I. Distributed generation: Toward a new energy paradigm. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, IEEE, v. 4, n. 1, p. 52–64, 2010.



HAN, Y.; SHEN, P.; ZHAO, X.; GUERRERO, J. M. An enhanced power sharing scheme for voltage unbalance and harmonics compensation in an islanded ac microgrid. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, p. 1037–1050, 2016.

HAQUE, M. M.; WOLFS, P. A review of high pv penetrations in lv distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, ELSEVIER, v. 62, p. 1195–1208, 2016.

HASSAINE, L.; OLIAS, E.; QUINTERO, J.; SALAS, V. Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems. **Renew Sustain Energy Rev**, Elsevier, v. 30, p. 796–807, 2014.

HATZIARGYRIOU, N.; ASANO, H.; IRAVANI, R.; MARNAY, C. Microgrids. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 5, n. 4, p. 78–94, July-Aug 2007.

HIDAYAT, M. N.; LI, F. Impact of distributed generation technologies on generation curtailment. In: IEEE. **2013 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.], 2013. p. 1–5.

HOFER, J.; SVETOZAREVIC, B.; SCHLUETER, A. Hybrid ac/dc building microgrid for solar pv and battery storage integration. **IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM)**, IEEE, p. 188–191, 2017.

HONGKAI, L.; CHENGHONG, X.; JINGHUI, S.; YUEXI, Y. Green power generation technology for distributed power supply. In: IEEE. **China International Conference on Electricity Distribution, Guangzhou**. [S.l.], 2008. p. 1–4.

IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. **IEEE Std 1547.2-2008**, IEEE, p. 1–217, 2009.

IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. **IEEE Std 519-2014**, 2014.

IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems. **IEEE Std 929-2000**, 2000.

IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. **IEEE Std 1547-2003**, IEEE, p. 1–28, 2003.

JAIN, R.; MAHAJAN, V. Benefits of committing distributed generation in energy market. In: IEEE. **2018 IEEE 8th Power India International Conference (PIICON)**. [S.l.], 2018. p. 1–5.

JOSEP, M. G.; VÁSQUEZ JUAN C.AND SAVAGHEBI, M.; HOZ, J. de la; MARTÍN, H. Hierarchical control of power plants with microgrid operation. In: IEEE. **IECON 2010-36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society**. [S.l.], 2010. p. 3006–3011.

JÚNIOR, D. C. d. S. **Modelagem e Controle de funções auxiliares de inversores inteligentes para suporte a microrredes CA – Simulação em tempo real com controle hardware in the loop**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, 2017.



- LI, C.; CAO, C.; CAO, Y.; KUANG, Y.; ZENG, L.; FANG, B. A review of islanding detection methods for microgrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, ELSEVIER, v. 35, p. 211–220, 2014.
- LIU, Q.; TAO, Y.; LIU, X.; DENG, Y.; HE, X. Voltage unbalance and harmonics compensation for islanded microgrid inverters. **Power Electronics IET**, IET, v. 7, p. 1055–1063, 2014.
- LLARIA, A.; CUREA, O.; JIMENEZ, J.; CAMBLONG, H. Survey on microgrids: unplanned islanding and related inverter control techniques. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 36, p. 2052–2061, 2011.
- LLIUYACC, R.; MAURICIO, J. M.; GOMEZ-EXPOSITO, A.; SAVAGHEBI, M.; GUERRERO, J. M. Grid-forming vsc control in four-wire systems with unbalanced nonlinear loads. **Electric Power Systems Research**, ELSEVIER, v. 152, p. 249—256, 2017.
- LOBATO, S. d. C. **Fontes de correntes para aplicação em magnetos de aceleradores de partículas**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, 2016.
- LOPES, L. C. G. **Conversores de tensão sem Intercomunicação Rápida Conectados em Microrredes Desbalanceadas**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro UFRJ, 2015.
- MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Review of islanding detection methods for distributed generation. **2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**, IEEE, p. 2743–2748, 2008.
- MÍREZ, J. A modeling and simulation of optimized interconnection between dc microgrids with novel strategies of voltage, power and control. In: IEEE. **IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM)**. [S.l.], 2017. p. 536–541.
- MIRZAEI, A.; MOGHANI, J. S. Power quality enhancement in islanded microgrid. **Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)**, IEEE, p. 1254–1259, 2017.
- MONTEIRO, H. L. M. **Método de Estimção de Impedância utilizando a injeção de pequenos sinais**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, 2018.
- MOTORS and Generators. **NEMA Standards Publication no. MG 1-1993**.
- MUKWEKWE, L.; VENUGOPAL, C.; DAVIDSON, I. E. A review of the impacts and mitigation strategies of high pv penetration in low voltage networks. **IEEE PES PowerAfrica**, IEEE, p. 274–279, 2017.
- MURARO, M. R. **Uma Proposta de Interconexão de Proteções para Detecção de Ilhamento em Sistemas de Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria UFSM, 2014.

NADERIPOUR, A.; ABDUL-MALEK, Z.; RAMACHANDARAMURTHY, V.; KALAM, A.; MIVEH, M. Hierarchical control strategy for a three-phase 4-wire microgrid under unbalanced and nonlinear load conditions. **ISA Transactions**, ELSEVIER, v. 94, p. 352–369, 2019.

NEJABATKHAH, F.; LI, Y. W.; WU, B. Control strategies of three-phase distributed generation inverters for grid unbalanced voltage compensation. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 31, p. 5228–5241, 2016.

OGATA, K. **Modern Control Engineering**. [S.l.]: 5 ed. Pearson, 2009.

OLIVEIRA, J. S. de. **Medição de Cargas e Qualidade de Energia Elétrica no Laboratório Solar da UFJF**. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF.

PAIXÃO, J. L.; ABAIDE, A. R.; FILHO, P. G. Avaliação de impacto da entrada de geração fotovoltaica na rede de uma concessionária. In: IEEE. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**. [S.l.], 2018. p. 1–6.

PEREZ, F.; CUSTÓDIO, J. F.; SOUZA, V. G. de; FILHO, H. K. R.; MOTOKI, E. M.; RIBEIRO, P. F. Application of energy storage element on a pv system in the smart grid context. **2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)**, IEEE, p. 751–756, 2015.

PIARDE, A. B.; SANTOS, F. C.; SONODA, D. G.; OTTO, R. B. Arquitetura de um laboratório de grande capacidade de simulação e análise de microrredes. **XIV Seminário Técnico de Proteção e Controle, STPC**, p. 1–9, 2018.

PINHEIRO, C. V. **Simulação em Tempo Real de uma Planta Solar Conectada à Rede Elétrica de Distribuição Utilizando RTDS e dSPACE**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, 2016.

PLANASA, E.; MURO, A. Gil de; ANDREU, J.; KORTABARRIA, I.; ALEGRÍA, I. M. d. General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 17, p. 147–159, 2013.

POOSRI, O.; CHAROENLARPNOPPARUT, C. Harmonics impact of rooftop photovoltaic penetration level on low voltage distribution system. **International Journal of Electronics and Electrical Engineering**, IJEEEE, v. 4, n. 3, p. 1–5, June 2016.

PRODIST. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - módulo 8. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2010.

REN, C.; LIU, L.; HAN, X.; ZHANG, B.; WANG, L.; WANG, P. Multi-mode control for three-phase bidirectional ac/dc converter in hybrid microgrid under unbalanced ac voltage conditions. **IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)**, IEEE, p. 2658–2663, 2019.

RESE, L. **Modelagem, Análise de Estabilidade e Controle de Microrredes de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina UFSC, 2012.

ROCABERT, J.; LUNA, A.; BLAABJERG, F.; RODRÍGUEZ, P. Control of power converters in ac microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 27, n. 11, p. 4734–4749, 2012.

RODRIGUES, M. C.; MOURA, A.; BORGES, L.; ALMEIDA, P. M. de; ALMEIDA, P.; VALLE, R. L.; ARRUDA, R.; FERREIRA, A. A.; BARBOSA, P. G.; BRAGA, H. A. Microrrede híbrida cc/ca baseada em fontes de energia renovável aplicada a um edifício sustentável. **Electric Power Systems Research**, v. 152, p. 249—256, 2017.

RODRÍGUEZ, P.; TEODORESCU, R.; CANDELA, I.; TIMBUS, A. V.; LISERRE, M.; BLAABJERG, F. New positive-sequence voltage detector for grid synchronization of power converters under faulty grid conditions. **IEEE. Power Electronics Specialists Conference, PESC'06. 37th IEEE**, IEEE, p. 1–7, 2006.

ROSEMBACK, R. H. **Conversor CC-CC bidirecional Buck-Boost atuando como controlador de carga de baterias em um sistema fotovoltaico**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, 2004.

SANTOS, M. **Universidade Federal do Paraná inaugura a maior usina solar do Brasil construída em estacionamento**. 2020. Disponível em: :<https://epocanegocios.globo.com/Tecnologia/noticia/2020/01/universidade-federal-do-parana-inaugura-maior-usina-solar-do-brasil-construida-em-estacionamento.html> Acesso em: 24 mar. 2020.

SERBAN, E.; ORDONEZ, M.; PONDICHE, C. Voltage and frequency grid support strategies beyond standards. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 32, n. 1, p. 298–309, 2017.

SILVA, G. A. T. **Modos de operação de uma Microrrede de baixa tensão baseada em inversores de potência**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Espírito Santo UFES, 2014.

SOLAR, P. **Energia solar fotovoltaica atinge 4 gigawatts em telhados e pequenos terrenos no Brasil**. 2020. Disponível em: :<http://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/energia-solar-fotovoltaica-atinge-4-gigawatts-em-telhados-e-pequenos-terrenos-no-brasil.html>/Acessoem:16nov.2020.

UFSC, S. C. **Laboratório de Microrredes Inteligentes (uGridLab). Filme institucional do projeto**. 2017. Disponível em: :<http://ugridlab.paginas.ufsc.br/> Acesso em: 23 mar. 2020.

UNICAMP. **Projeto Campus Sustentável**. 2020. Disponível em: <http://www.campus-sustentavel.unicamp.br/>Acessoem:16Setembro2020.

VANDOORN, T.; KOONING, J. de; MEERSMAN, B.; VANDEVELDE, L. Review of primary control strategies for islanded microgrids with power-electronic interfaces. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 19, p. 613–628, 2013.

VIEIRA, G. J. P. **Desequilíbrios de tensão em micro-redes durante o funcionamento em modo isolado**. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Porto, Porto - Portugal, 2012.

VIEIRA, J. C. M.; SALLES, D.; FREITAS, W.; FRANÇA, A. L. M. Um método prático para a definição dos ajustes de relés baseados em medidas de frequência usados para detecção de ilhamento de geração distribuída. **Sba:Controle Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, Scielo, v. 19, p. 199–213, 2008.

WASHOM, B.; DILLIOT, J.; WEIL, D.; KLEISSL, J.; BALAC, N.; TORRE, W.; RICHTER, C. Ivory tower of power: Microgrid implementation at the university of california, san diego. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 11, n. 4, p. 28–32, 2013.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010.

YAZDANI, D.; BAKHSHA, A.; JAIN, P. Adaptive notch filtering based grid synchronization techniques for converter interfaced distributed generation systems. **35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics**, IEEE, p. 3963–3969, 2009.

YAZDANI, D.; PAHLEVANINEZHAD, M.; BAKHSHAI, A. Three-phase grid synchronization techniques for grid connected converters in distributed generation systems. In: IEEE. **IEEE International Symposium on Industrial Electronics**. [S.l.], 2009. p. 1105–1110.

YI, Z.; RAN, X.; LI, Z.; ZHAO, M. Research of transient process on three-phase four-leg inverter with unbalanced load. **IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)**, IEEE, p. 1–5, 2017.

ZENG, Z.; YANG, H.; ZHAO, R.; CHENG, C. Topologies and control strategies of multi-functional grid-connected inverters for power quality enhancement: a comprehensive review. **Renew Sustain Energy Rev.**, Elsevier, v. 24, p. 223–270, 2013.

ZHU, Y.; YUN, T.; REN, J.; YANG, L.; LI, C.; CHAO, X. Micro-grid islanding detection based on pq active method. **35th Chinese Control Conference (CCC)**, IEEE, p. 10096–10100, 2016.

ZIELIŃSKA, A.; SKOWRON, M.; BIEŃ, A. Modelling of photovoltaic cells in variable conditions of temperature and intensity of solar insolation as a method of mapping the operation of the installation in real conditions. **2018 International Interdisciplinary PhD Workshop (IIPhDW)**, IEEE, p. 200–204, 2018.

## APÊNDICE A – Sequência de operação da medição de carga do Labsolar

Para a aquisição dos dados da carga do Labsolar foi utilizado um analisador de qualidade de energia trifásica, da marca *Fluke*, modelo 430 II e para a leitura dos dados utilizou-se o software de aplicação *Fluke PowerLog Application Software*. Foi realizada uma medição de 24 horas, no qual teve o seu início no dia 06/05/2019 às 11:16:42 h da manhã e finalizou no dia 07/05/2019 às 11:16:32 h da manhã. No total foram 8640 pontos medidos. A medição foi realizada com a seguinte sequência de operação:

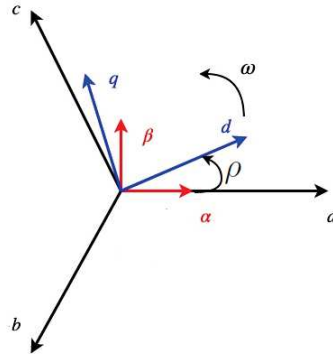
- 06/05/2019 às 11:16 h - Início do processo de medição;
- 06/05/2019 às 11:16 h - Foram desligados os três inversores monofásicos (modelo *SUNNY BOY 5000US* fabricados pela empresa alemã SMA), alguns computadores e bebedouro foram utilizados nesse intervalo de tempo;
- 06/05/2019 às 11:32 – Foi ligado o ar-condicionado operando com máxima potência;
- 06/05/2019 às 11:44 - O ar-condicionado teve sua potência reduzida;
- 06/05/2019 de 12:00 à 12:45 – Foram realizados testes com protótipo de inversor;
- 06/05/2019 às 14:05 – O ar-condicionado foi desligado;
- 06/05/2019 às 15:59 – Foram desligados alguns computadores, restando apenas dois computadores ligados.
- 06/05/2019 às 16:02 – Foram desligados os computadores que faltavam ser desligados e as luzes foram apagadas.
- 06/05/2019 às 16:05 - Apenas as cargas essenciais ficaram ligadas (*Fluke* e *Switch/Nobreak*);
- 06/05/2019 às 16:10 - Foram desligados todos os disjuntores restando apenas um disjuntor ligado; O *Fluke* e *Nobreak* permaneceram ligados;
- 06/05/2019 às 16:23 – Foi deligado o disjuntor que restou e havia carga conectada ao seu circuito;
- 06/05/2019 às 17:10 – Religamento do referido disjuntor com fuga de corrente;
- 06/05/2019 às 17:20 - Foram desligados todos os equipamentos do laboratório, restando ligado apenas o *Fluke* e *Nobreak*. Ficou assim até o final das medições no dia 07/05/2019 às 11:16 h da manhã.



## APÊNDICE B – Transformadas no sistema de coordenadas

A análise de sistemas trifásicos pode se tornar bastante complexa, afim de simplificar esta análise são utilizadas ferramentas matemáticas que permitem transformar um sistema trifásico em um sistema bifásico, reduzindo assim o número de variáveis a se controlar. As técnicas de controle disponíveis para a implementação de VSCs, podem ser classificadas em três grupos, de acordo com o quadro de referência que utilizam: sistema de controle de coordenadas natural, ou coordenadas abc, sistema de controle de coordenadas estacionárias, ou coordenadas  $\alpha\beta 0$  as quais são obtidas através da transformada de *Clarke* e sistema de controle de coordenadas síncronas ou coordenadas  $dq0$  através da transformada de *Park* como mostra a Figura 64.

Figura 64 – Representação dos sistemas de coordenadas.



Fonte: Adaptado de (ARCHETTI, 2019).

Na Figura 64 observa-se que o referencial síncrono se encontra girando em relação ao referencial estacionário  $\alpha\beta$  a uma frequência angular  $\omega$ . Assim os controladores podem ser implementados utilizando a transformada de *Clarke* no referencial  $\alpha\beta$ :

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}, \quad (\text{B.1})$$

ou no referencial síncrono, utilizando a transformada de *Park*:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\rho) & \sin(\rho) & 0 \\ -\sin(\rho) & \cos(\rho) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix}, \quad (\text{B.2})$$

sendo  $\rho = \omega t$ .

A transformada de *Clarke* da equação (B.1) transforma as variáveis do referencial trifásico estacionário  $abc$  para o referencial bifásico estacionário de referência  $\alpha\beta 0$  fictício, resultando num sistema de coordenadas retangulares estacionárias.

A transformada de *Park* é semelhante e estende-se à transformada de *Clarke*. A transformada  $dq$  da equação (B.2) transforma as variáveis do referencial estacionário  $\alpha\beta 0$  para o referencial girante  $dq$ . O referencial  $dq$  gira com uma velocidade angular  $\omega$  em sincronismo com a sequência positiva das variáveis utilizadas. O sincronismo é obtido através do ângulo  $\rho = \omega t$ . O referencial  $dq$  por estar girando na mesma velocidade e sincronizado com as variáveis trifásicas CA, transforma essas variáveis em valores CC. O ângulo  $\rho$  utilizado na transformada  $dq$  foi obtido por meio de um circuito de detecção de sincronismo de sequência positiva, como foi visto no decorrer deste trabalho.

Porém para controlar as variáveis do VSC utilizando  $abc$  ou  $\alpha\beta 0$  se torna necessário a utilização de projetos de controladores complexos, como Proporcional Ressonante (PR) e o Proporcional Integral Complexo (YAZDANI; IRAVANI, 2010) (ARCHETTI, 2019).

Portanto para evitar a utilização de controladores complexos, neste trabalho foi utilizada a modelagem de variáveis do sistema em coordenadas síncronas, assim as variáveis elétricas alternadas CA são transformadas em variáveis elétricas contínuas CC girando de forma síncrona com a frequência da rede. Nesse sistema de coordenadas, as projeções das grandezas alternadas e as variáveis de controle possuem um comportamento com valores constantes em regime permanente, sendo possível a implementação de controladores PI.



## APÊNDICE C – Publicações

Como resultado das pesquisas desempenhadas durante o período de desenvolvimento desta dissertação, foi publicado o seguinte trabalho:

1. **BARBOSA, PAULA S. S.** ; MONTEIRO, M. V. C. ; DOHLER, J. S. ; FERREIRA, A. and DE OLIVEIRA, J.G. *Dimensioning and Developement of an AC Microgrid in the UFJF Campus*. In: 2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), Santos, Brazil, 2019, pp. 1-6.

A autora também contribuiu com o seguinte trabalho que não está incluído na dissertação:

1. PINHEIRO, L. V.; **BARBOSA, P. S. S.** ; OLIVEIRA, L. W. *Maximum Power Point Extraction in a PV Array using the Bio-Inspired Algorithms in the Bat and the Grey Wolf*. In: XIII LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION (CLAGTEE 2019), 2019, Santiago, Chile. p. 1-7.;